



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

# Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2022

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №11 от 14.10.22)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

**Ашировские чтения**[Электронный ресурс]: сб. статей Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN978-5-7964-2234-2

Представлены статьи Всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, представителей производств.

Минимальные системные требования:

WindowsXP, MSOffice, AdobeAcrobatReader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2022

©Самарский государственный технический университет, 2022

## ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

<b>ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ РИФЕЙСКОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА, НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Р.И. Степанов</b> .....	<b>13</b>
<b>СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РИФЕЙСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Е.В. Прокатень, Р.И. Степанов</b> .....	<b>21</b>
<b>ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ХМ<sub>2</sub> МЕСТОРОЖДЕНИЯ N (ЯНАО)</b>	
<b>И.С. Ходоров, Н.М. Недоливко, О.А. Нечаева</b> .....	<b>33</b>
<b>ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ СЕВЕРНОГО БОРТА ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА, СЛОЖЕННОГО РЕЗУЛЬТАТАМИ ПО КОМПЛЕКСУ ИССЛЕДОВАНИЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС.</b>	
<b>А.А. Дубинова, Н.М. Прилипко, Н.В. Киселева, А.А. Юртаева</b> .....	<b>42</b>
<b>ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО ШЛАМУ ИЗ СКВАЖИН</b>	
<b>П.Р. Камаева</b> .....	<b>48</b>
<b>СОВРЕМЕННЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КЕРНА НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b>	
<b>Ю.О. Павлович</b> .....	<b>51</b>
<b>БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b>	
<b>О ДИНАМИКЕ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД И ПОВЫШЕНИИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СО СТАЛЬНЫМИ ЗУБЬЯМИ ШАРОШЕК</b>	
<b>Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой</b> .....	<b>56</b>
<b>О ДИНАМИКЕ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД И ПОВЫШЕНИИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СО ВСТАВНЫМИ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ЗУБКАМИ НА ШАРОШКАХ</b>	
<b>Р.М. Богомолов, Г.С. Мозговой</b> .....	<b>77</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ</b>	
<b>Э.А. Гимазтдинова, Л.Б. Хузина, Д.С. Реченко, А.Х. Габзалилова</b> .....	<b>93</b>
<b>ОЦЕНКА ДЕФОРМИРУЕМОСТИ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОСМОТИЧЕСКИХ ПЕРЕТОКОВ</b>	
<b>Л.В. Ермолаева</b> .....	<b>96</b>
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЗБС</b>	
<b>В.А. Петрова, Н.В. Абрамов</b> .....	<b>99</b>

<b>ИЗМЕРЕНИЕ СКОРОСТЕЙ ПРОБЕГА УПРУГИХ ВОЛН ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УПРУГО-ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАЗЦОВ КЕРНА ГОРНЫХ ПОРОД</b>	
<b>П.Н. Букин, М.Г. Казазян, К.В. Парфенов.....</b>	<b>104</b>
<b>БУРЕНИЕ ПРОТЯЖЕННОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПТИМИЗИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ</b>	
<b>А.В. Липатов.....</b>	<b>107</b>
<b>МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОНИЦАЕМОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ</b>	
<b>В.И. Никитин, Д.А. Кабаева, А.Е. Коновалова.....</b>	<b>111</b>
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНТУРА ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДА И ВЫЯВЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ РАССТАНОВКИ СЕЙСМОПРИЕМНИКОВ ПРИ НИЗКОЧАСТОТНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ</b>	
<b>К.В. Сюраева, В.В. Живаева.....</b>	<b>115</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ EXCEL ДЛЯ РАСЧЁТА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН</b>	
<b>В.А. Капитонов .....</b>	<b>121</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭМПИРИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ДЛЯ РАСЧЁТОВ ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ И ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО И ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРОВ</b>	
<b>К.А. Шиповский, В.А. Капитонов, М.Е. Коваль .....</b>	<b>128</b>
<b>АНАЛИЗ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТ ПО ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН</b>	
<b>Ю.А. Агеева, В.В. Живаева.....</b>	<b>136</b>
<b>ПОСТАНОВКА ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА В ПЕРИОД КОНТАКТА С АГРЕССИВНОЙ СРЕДОЙ В СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЯХ</b>	
<b>Д.Р. Камаев, В.В. Живаева.....</b>	<b>145</b>
<b>ВЛИЯНИЕ ПОЛЯРНЫХ И НЕПОЛЯРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОЧНОСТЬ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ АРГИЛЛИТА</b>	
<b>Е.О. Игнатъева, В.А. Капитонов, О.А. Нечаева.....</b>	<b>149</b>
<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ</b>	
<b>А.В. Липатов, П.И. Демидова.....</b>	<b>155</b>
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМА БУРЕНИЯ, ЗА СЧЁТ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ</b>	
<b>М.В. Власов, В.И. Никитин, В.В. Живаева.....</b>	<b>157</b>
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ-КОЛЬМАТАНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b>	
<b>Е.Л. Леушева, М.В. Нуцкова .....</b>	<b>161</b>



<b>ПРОБЛЕМАТИКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	
<b>А.С. Сусоев, В.В. Живаева .....</b>	<b>162</b>
<b>ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА</b>	
<b>В.Ю. Панков, В.В. Живаева, О.А. Нечаева, А.И. Уколов, К.В. Парфёнов ....</b>	<b>168</b>
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НА КЕРНЕ ПЛАСТОВ А<sub>4</sub>, Б<sub>2</sub> и В<sub>1</sub> ГРЕКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая.....</b>	<b>173</b>
<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ППД ТАРХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Ю.А. Головина, Е.И. Соболева .....</b>	<b>177</b>
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПЛАСТА Б<sub>2</sub> ЦЕНТРАЛЬНОГО КУПОЛА СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Ю.А. Головина .....</b>	<b>182</b>
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА</b>	
<b>А.Е. Вишневецкий, А.М. Зиновьев.....</b>	<b>189</b>
<b>ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКРИПАЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ</b>	
<b>А.М. Зиновьев, Г.Т. Иваева .....</b>	<b>191</b>
<b>СТИМУЛЯЦИЯ МОЩНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ В ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ</b>	
<b>Н.Б. Сопронюк, Р.В. Портнов .....</b>	<b>193</b>
<b>ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТКЛОНИТЕЛЯ</b>	
<b>К.И. Бабицкая, А.В. Шитина .....</b>	<b>202</b>
<b>ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН</b>	
<b>Г.А. Ковалева, А.М. Шуберт, Д.М. Катауф .....</b>	<b>206</b>
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Н.С. Шуваев, Г.А. Ковалева .....</b>	<b>211</b>

<b>ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ</b>	
<b>И.Л. Нуркаев, А.М. Зиновьев.....</b>	<b>215</b>
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ</b>	
<b>М.В. Омельченко.....</b>	<b>225</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКОПОЛИМЕРНОЙ МОБИЛЬНОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ (ГПМТС) В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДНЫМ ЛИНИЯМ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<b>В.А. Селиванов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова.....</b>	<b>227</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ПЛОСКОСВАРЧИВАЕМОГО РУКАВА БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ АВАРИЙНЫХ И ПЛАНОВЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ</b>	
<b>А.А. Ташлин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова .....</b>	<b>231</b>
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСПО В ООО «ННК-ОРЕНБУРГНЕФТЕГАЗ»</b>	
<b>В.Г. Смаровоз, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова .....</b>	<b>233</b>
<b>СТАБИЛИЗАЦИЯ ТРЕХФАЗНОГО ПОТОКА ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НА ИМИЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	
<b>Д.Е. Левкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова.....</b>	<b>238</b>
<b>ОБУСТРОЙСТВО ТАЗОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО – НЕНЕЦКОГО АО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ</b>	
<b>А.С. Ерофеева, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина .....</b>	<b>242</b>
<b>РЕКОНСТРУКЦИЯ УПСВ-3 ЗАПАДНО - ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО – НЕНЕЦКОГО АО</b>	
<b>А.А. Бородина, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, В.В. Алекина.....</b>	<b>246</b>
<b>ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ Р1 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ ОПЫТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	
<b>А.М. Зиновьев, А.А. Королева .....</b>	<b>250</b>
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА СКВАЖИНАХ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>И.Е. Лысенков, А.Г. Зиганшин, Р.А. Шаяхметов, Г.А. Халилова .....</b>	<b>254</b>
<b>СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХЛАДАГЕНТА</b>	
<b>М. Рабатулы, Ж.К. Богжанова, О.Ш. Шамшиев, А.М. Есен.....</b>	<b>263</b>

<b>ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА</b>	
К.Ш. Нургалиева, Л.Р. Сагирова .....	267
<b>УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫХ СТРУЙНЫХ КОМПРЕССОРОВ</b>	
Е.В. Павлова .....	269
<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ АВАРИЙНОСТИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ</b>	
Ш.В. Рахматуллин, А.М. Зиновьев .....	283
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РАБОЧИХ КОЛЕС И ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ МРП НАСОСОВ ЦНС В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НЕРАСТВОРИМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b>	
М.Р. Левченко, Г.Г. Гилаев, С.С.Ульянов, В.М. Хафизов, А.В. Черепанов, Д.В. Гомонов, А.Г. Гилаев .....	288
<b>ВНЕДРЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОТОКОВОГО КОНТРОЛЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ НА ОБЪЕКТАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ</b>	
М.Р. Левченко, Г.Г. Гилаев, М.И. Орлов, В.М. Хафизов, А.Е. Чернов, Г.Г. Гилаев., Ю.В. Хотько .....	297
<b>ЭКСПРЕСС-ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ МЕТОДОМ ФОТЕКОНСКОПИИ</b>	
М.Р. Левченко, Г.Г. Гилаев, С.С. Ульянов, Н.В. Фомина, Я.Н. Решетникова,.. А.А. Федорец, Д.Г. Антониади .....	301
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАЧКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ</b>	
А.А. Саринев, В.В. Абрамов, В.А. Волков .....	306
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕМОНТОВ СКВАЖИН</b>	
Д.Е. Петров, А.В. Марносов.....	308
<b>ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ ПО СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ МЕТАНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>	
Д.С. Якупов.....	313
<b>ИЗМЕНЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПАРА ПО СТВОЛУ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН</b>	
А.И. Шарнов, Н.Э. Курдагия.....	317
<b>МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТЬЕВОГО ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА</b>	
А.М. Бурханов, О.А. Грибенников.....	321
<b>УПРАВЛЕНИЕ СТАРЫМ ФОНДОМ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b>	
О.А. Бабордина, М.П. Гаранина, П.А. Гаранин .....	323

<b>УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ</b>	
<b>О.Ф. Кондрашев.....</b>	<b>328</b>
<b>ВЫБОР КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОСТИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РАСХОДА АБСОРБЕНТА В АБСОРБЦИОННЫХ УСТАНОВКАХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>	
<b>А.А. Кукин, М.А. Шейкина .....</b>	<b>332</b>
<b>ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ НЕФТИ ПОД ВЛИЯНИЕМ РАЗРАБОТКИ</b>	
<b>Н.А. Царёв, Г.А. Ковалёва .....</b>	<b>336</b>
<b>РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ГОРБУНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>	
<b>Ю.А. Головина .....</b>	<b>347</b>
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»</b>	
<b>В.В. Осташев, Р.А. Ахметшин, А.М. Садтаров, О.А. Грибенников .....</b>	<b>352</b>
<b>РАЗРАБОТКА ТЕРМОПЕНОКИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ</b>	
<b>А.В. Маслов, П.В. Склюев .....</b>	<b>359</b>
<b>АНАЛИЗ РАБОТЫ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»</b>	
<b>С.С. Чернышев, Д.Б. Манаков, О.А. Грибенников .....</b>	<b>363</b>
<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР АССЕЛЬСКОЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ</b>	
<b>А.В. Яковлев, П.В. Склюев.....</b>	<b>368</b>
<b>АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА К СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ</b>	
<b>Д.Э. Сулейманов .....</b>	<b>372</b>
<b>ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Д-1' КУДИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ</b>	
<b>А.В. Благодаров, А.М. Зиновьев.....</b>	<b>375</b>
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В МОДЕЛЬНЫХ ЖИДКОСТЯХ</b>	
<b>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова .....</b>	<b>379</b>
<b>ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..</b>	
<b>Р.И. Степанов .....</b>	<b>383</b>
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПОЛИАКРИЛАМИДЕ</b>	
<b>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова .....</b>	<b>386</b>

<b>САМООТКЛОНЯЮЩИЙСЯ КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ НА ОСНОВЕ АЛКИЛБЕТАИНА И СУЛЬФОСУКЦИНАТА ЭТОКСИЛИРОВАННЫХ ЖИРНЫХ СПИРТОВ</b>	
<b>А.М.А. Мохсен, В.В. Коновалов, П.В. Склюев.....</b>	<b>391</b>
<b>МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОБРАЗЦАХ ГОРНЫХ ПОРОД</b>	
<b>Е.А. Рогов.....</b>	<b>397</b>
<b>СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ ПСМ</b>	
<b>Л.В. Сорокина, М.А. Дегтярев .....</b>	<b>403</b>
<b>ПРОВЕДЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНЫХ И СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ ГРП</b>	
<b>А.В. Сысоев, П.В. Склюев.....</b>	<b>407</b>
<b>ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ</b>	
<b>АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ФРЕЗЕРОВАННОГО РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ</b>	
<b>Т.С. Винокуров, А.В. Шадрина.....</b>	<b>414</b>
<b>КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСПО В ТРУБЕ</b>	
<b>А.В. Тютяев, Р.М. Мустаев, И.С. Должикова .....</b>	<b>417</b>
<b>ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ</b>	
<b>ОБЗОР БИБЛИОТЕКИ XGBOOST. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА В ЭЛЕКТРОМЕХАНИКЕ</b>	
<b>Д.А. Владимиров, А.А. Горячкин, Я.А. Ратцев.....</b>	<b>424</b>
<b>АНАЛИЗ ТОПОЛОГИИ РОТОРА ГЕНЕРАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА</b>	
<b>Ю.В. Зубков, Д.А. Владимиров .....</b>	<b>427</b>
<b>ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b>	
<b>М.В. Петровская .....</b>	<b>431</b>
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА МЕР БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ</b>	
<b>С.А. Башарина, П.В. Алышев .....</b>	<b>433</b>
<b>МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ</b>	
<b>УЧЕТ ОТНОСИТЕЛЬНОГО ПРОСКАЛЬЗЫВАНИЯ В КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ</b>	
<b>И.А. Кокорев.....</b>	<b>437</b>

<b>ДЕТОНАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БАЛАНСИРОВКИ РОТОРНЫХ СИСТЕМ</b>	
<b>И.Д. Ибатуллин, Е.В. Вельмин, О.А. Яхричева.....</b>	<b>442</b>
<b>РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СРОКОМ СЛУЖБЫ СМАЗОЧНЫХ МАСЕЛ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ДВС</b>	
<b>Е.В. Вельмин, Д.А. Смолев.....</b>	<b>444</b>
<b>АНАЛИЗ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>	
<b>Ю.А. Макаричев, Е.А. Полянский.....</b>	<b>446</b>
<b>ЭКОНОМИКА ТЭК</b>	
<b>УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЕКТОМ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕДИНЕННОГО КОНТЕЙНЕРНОГО ТЕРМИНАЛА НА НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ КОМБИНАТЕ ООО «ЗАПСИБНЕФТЕХИМ»</b>	
<b>О.В. Томазова, М.О. Ромас.....</b>	<b>451</b>
<b>ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫБОРОМ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН</b>	
<b>О.В. Томазова, О.А. Грудько.....</b>	<b>454</b>
<b>РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫСОКОПЛОТНОЙ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕРВИСНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА</b>	
<b>О.В. Томазова, А.В. Кострицын.....</b>	<b>457</b>
<b>ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>	
<b>ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ АО «НК НПЗ» НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</b>	
<b>М.В. Ямина, А.А. Амосова.....</b>	<b>462</b>
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИКИ ПРЯМОГО СПЕКТРАЛЬНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ</b>	
<b>Т.В. Бердникова, В.В. Ермаков.....</b>	<b>464</b>
<b>ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»</b>	
<b>М.В. Ямина, А.А. Амосова.....</b>	<b>465</b>
<b>КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ НИЗКОЧАСТОТНОГО ШУМА И ВИБРАЦИИ НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>	
<b>В.А. Виноградова, В.В. Ермаков.....</b>	<b>467</b>
<b>ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИОНУКЛИДОВ В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ</b>	
<b>Д.Е. Щербakov, В.В. Ермаков.....</b>	<b>479</b>

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ</b>	
<b>АНАЛИЗ БЮДЖЕТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ</b>	
<b>КОНТРОЛЬНЫХ ЦИФР ПРИЕМА В ВУЗЫ</b>	
<b>Е.П. Тупоносова .....</b>	<b>482</b>
<b>АНАЛИЗ МЕТОДИК, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОЦЕНКУ ЛИЧНОСТНЫХ</b>	
<b>КАЧЕСТВ РАБОТНИКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ</b>	
<b>О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова.....</b>	<b>485</b>
<b>АНАЛИЗ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ</b>	
<b>П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова.....</b>	<b>492</b>

# **ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА**



УДК 550.85

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ РИФЕЙСКОГО  
КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА, НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ***Р.И. Степанов*

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа.  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.  
Россия, г. Красноярск, Е – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru*

**Аннотация:** В работе рассмотрены возможности выделения зон повышенной трещиноватости, по методам геологической изученности месторождения сейсмическими работами (технологии выделения рассеянных волн), комплексами геофизических исследований скважин. Будут приведены данные, позволяющие оценить выделение и последующую локализацию каверно – трещинного пространства и как следствие, геологическое картирование продуктивного рифейского резервуара месторождения.

**Ключевые слова:** трещиноватость, рифей, карбонатный коллектор, рассеянные волны.

**Введение**

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью достоверного выделения зон повышенной трещиноватости, в карбонатных отложениях Куюмбинского месторождения, с целью поддержания геолого – разведочных работ (ГРП), на изучаемом в работе месторождении и дальнейшей разработке месторождения.

**Цель:** рассмотреть особенности выделения зон повышенной трещиноватости, при помощи геолого – геофизических методов.

**Объекты:** Куюмбинское месторождение, карбонатный коллектор, рифейские отложения, сейсмические работы.

**Географическая характеристика месторождения**

Куюмбинское месторождение расположено в Красноярском крае на юге Эвенкийского муниципального района, Байкитской антеклизы, Лено - Тунгусской нефтегазоносной провинции. Непосредственно рядом с месторождением расположен поселок Куюмба. Расстояние от поселка до районного центра п. Байкит – 86 км. Ближайшая железнодорожная станция – Карабула, до которой доходит железнодорожная ветка от Трансибирской магистрали, находится на левобережье р. Ангара в 37 км от п. Богучаны и в 210 км от района проведения работ.

**Сейсмические исследования**

Основополагающей для прогнозирования геологических тел по данным сейсмических исследований, является интерпретация материалов МОГТ – 3D. Интерпретация на Куюмбинском месторождении, состояла из двух этапов: структурная и динамическая. В рифейском продуктивном комплексе, была выделена

серия отражающих горизонтов[7]. Пример временного сейсмического разреза, приводится на рисунке 1 вблизи глубокой скважины К – 237. Результат проведенной интерпретации, позволил создать сеть взаимоувязанных профилей сейсмических исследований МОГТ – 2D равноценными, как по качеству с данными бурения, так и выполнить структурные построения. Одной из особенностей применения является выделение зон разломной тектоники района проведения работ, которая и определяет строение основных рифейских структурных

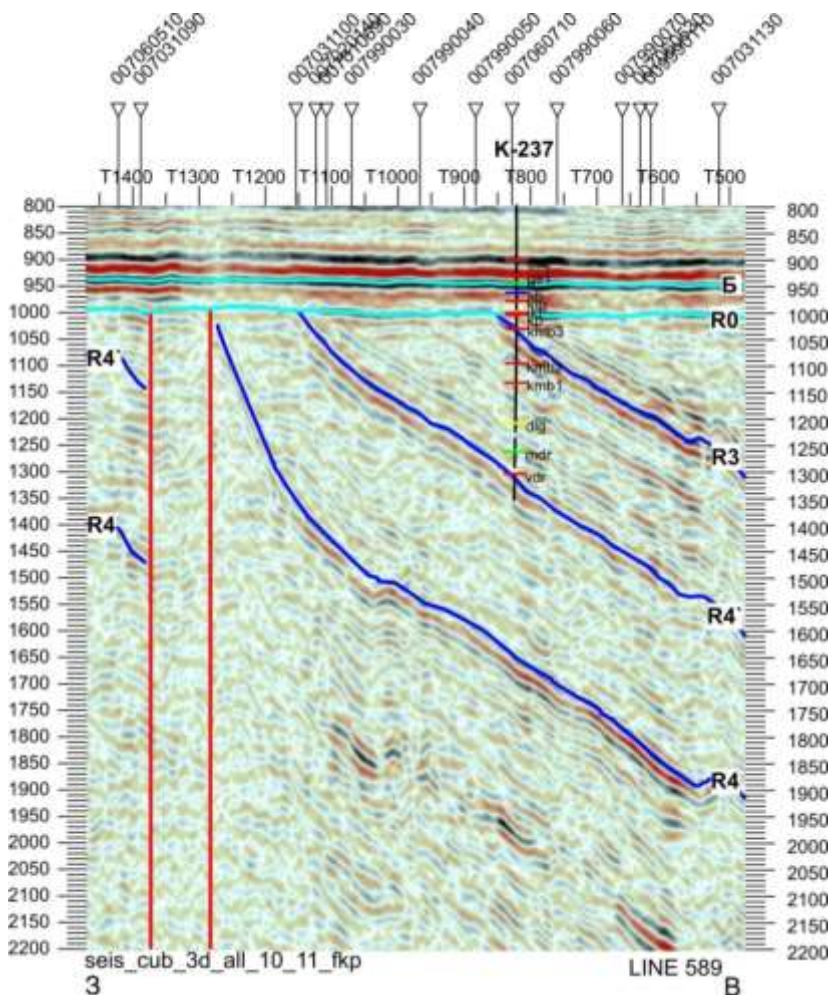


Рисунок – 1 Временной сейсмический разрез МОГТ – 3D в районе скв К – 237

элементов и комплексов. На основании 3D съемок на Куюмбинском месторождении было проведено разделение на ряд зональных структурных элементов, которые обладают присущими не только структурными, но и структурно – вещественными характеристиками[5]. На полученном временном сейсмическом разрезе помимо тектонических нарушений и экранирующих разломов, выделяются дизъюнктивные нарушения, которые не являются флюидоупорами для разграничивания залежей, но и играют огромную роль при формировании трещинного пространства рифейских карбонатных отложений.

**Петрофизическая характеристика отложений**

Для отложений рифея характерна разнонаправленная система трещиноватости. Если проводить комплексный анализ кернового материала, макротрещиноватость обладает преимущественно субвертикальной ориентировкой. Этот факт, связан как с распределением тектонических нагрузок, так и с преимущественным нисходящим направлением движения инфильтрационных вод, в период предвендского размыва. Исследуя геологический разрез рифейских отложений, отмечается наличие микротрещин, которые обладают хаотичной и горизонтальной ориентировкой. Матрица коллектора практически непроницаемая и ее величина пористости примерно находится в пределах величин, равных 0,35 – 1,5 %. Эффективная емкость коллектора, определяется совокупностью гидродинамических сообщающихся трещин, а также приуроченных к ним каверн и пустот выщелачивания, достигающих величины емкости равной 1,5 – 2 % от объема породы. Емкостные свойства коллектора обусловлены процессами кавернозности и микротрещиноватости, а фильтрационные – трещиноватостью[2]. Отсюда автор может сделать вывод о том, что по типу карбонатный коллектор Куюмбинского месторождения относится к каверново – трещинному типу. Каверново – трещинная емкость такого типа коллектора, ее микро и макросоставляющие эффективной его пустотности, образуют одну единую однотипную модель фильтрации. Межзерновые коллекторы в разрезе рифейских отложений распространены незначительно, в связи с единичными и маломощными прослоями песчаников, отмечаемых в отдельных скважинах среди доломитовых толщ. Петрофизическая модель рифейского карбонатного коллектора показана на рисунке 2.

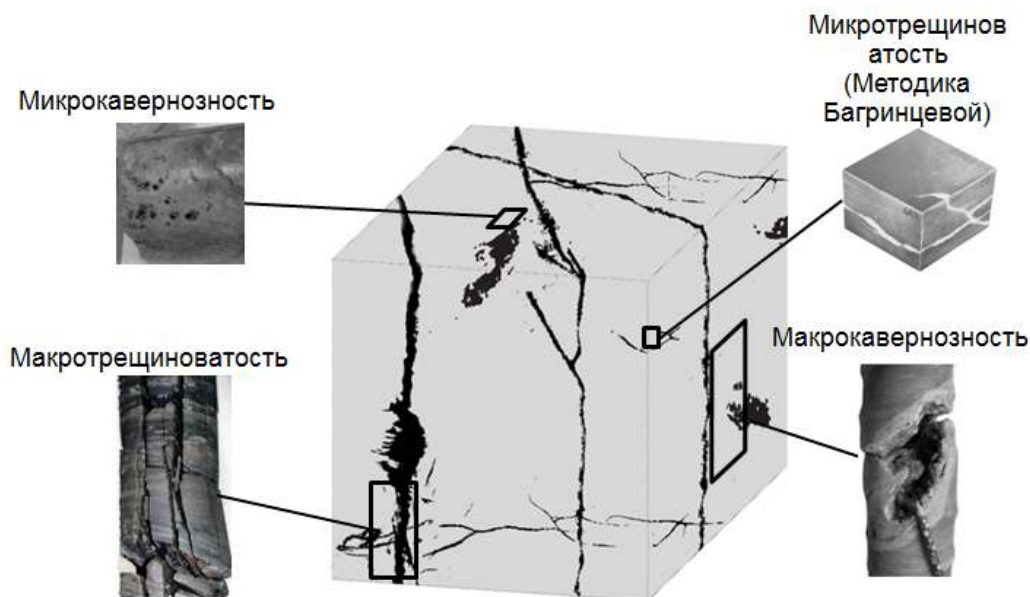


Рисунок – 2 Петрофизическая модель рифейского коллектора (Куюмбинское месторождение)

Проницаемость в основном обеспечивается макротрещинами, которые являются также и дополнительным емкостным пространством, а доля его в эффективной емкости исследуемой горной породы примерно равна 100 %, но в среднем она может достигать величины, примерно равной 15 – 30 % [3].

Модель коллектора включает в себя доломит, кварц, глинистые минералы, емкостное пространство – общее, а также эффективное. Результаты проведенных работ на месторождении, показали выделение трех продуктивных горизонтов, которые отделяются друг от друга копчерской и токурской толщей, а также наличием глинистой толщи. Горизонт P0, приурочен к отложениям ирэмэкэнской толщи, покрывка – базальные отложения венда, залегающие на эрозионной поверхности. Горизонт P1 – охватывает юктенскую, рассолкинскую, и вингольдинскую толщи, покрывкой являются аргиллиты токурской толщи, а также зоны размыва вендских отложений. Горизонт P2 охватывает мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую толщи, покрывкой являются отложения копчерской толщи, а в зонах отсутствия последней – наличие базальных уровней венда. Разрез приводится по толщам, на рисунке 3.

Керн представлен монолитной горной породой, которая в себе содержит трещины как естественного, так и техногенного происхождения[8]. Помимо одиноких трещин которые секут керн, встречаются интервалы с наличием зон повышенной кавернозности, с образованием коридоров дробления. В наличии таких интервалов, керн представляет собой набор разрозненных кусочков, которые порой невозможно восстановить в полноценную колонку. Для подробного определения пустотности и интервалов трещиноватости, используется метод томографии кернового материала.

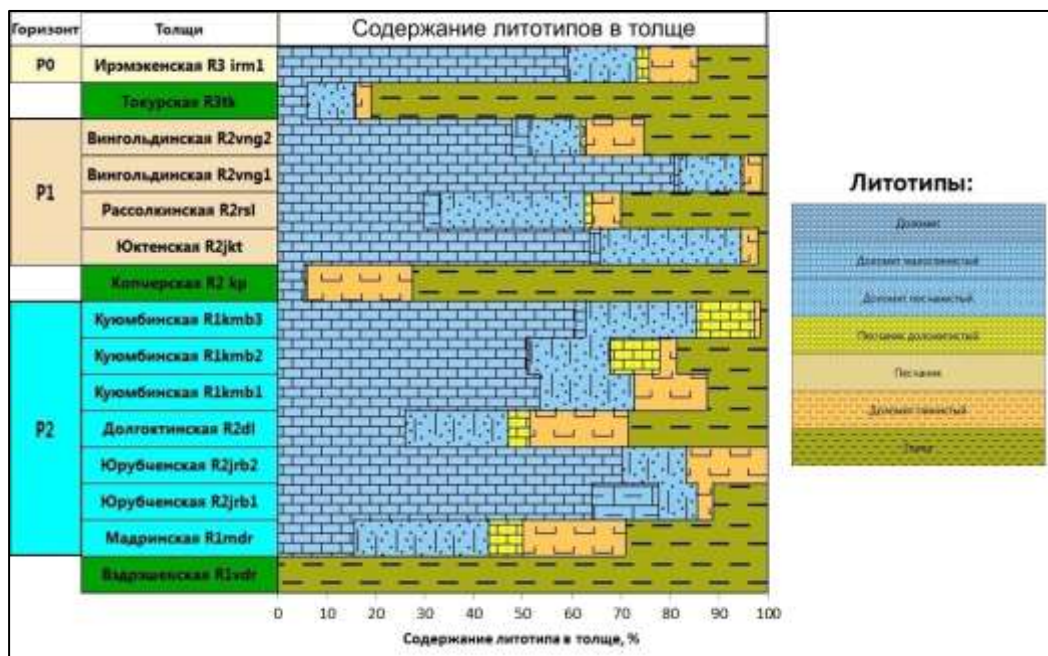


Рисунок – 3 Распределение литотипов по толщам по результатам интерпретации материалов ГИС, по скважинам Куюмбинского месторождения

Полученные результаты исследования кернового материала по методу микротомографии, позволяют выделять наличие зон пустотности и макротрещины. Также данная технология, может применяться для прогноза и выделения зон разуплотнения (разуплотненные интервалы). Эта методика согласно проведенным работам является связующим звеном, на основе использования результатов



интерпретации ГИС и исследований кернового материала. На рисунке 4, приводится пример томограммы колонки керна (вертикальный срез)[2].

Также для оценки микротрещиноватости, использовался метод капиллярной дефектоскопии. Данный метод насыщения горных пород люминисцирующими жидкостями, используется для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатного коллектора. Основой методики, является капиллярное проникновение жидкости в мельчайшие открытые полости исследуемого образца кернового материала, заполнение внутренних его пустот и обнаружение трещин, микро, макротрещин, каверн, а также проведение оценки пустотного пространства. Проведенные исследования по методике К.И Багринцевой показали, что образцы пород, обладают в разной степени микротрещиноватостью, а также микрокавернозностью[2]. Пример выделения микротрещин по методу капиллярной дефектоскопии показан на рисунке 5.

Немалую роль в выделении зон трещиноватости и кавернозности играют геофизические исследования скважин[3]. Комплекс стандартных методов ГИС,



Рисунок – 4 Пример спиленной колонки керна с местами отбора образцов



Рисунок – 5 Пример капиллярной дефектоскопии по К.И Багринцевой

позволяет оценить общую емкость породы коллектора поровую, каверновую и трещинную составляющую, однако оказывается малоэффективным при разделении пустотного пространства. Трещины обладают малой величиной раскрытости, порядка ( 5 – 500 мкм) и обладают слабым контрастом физических свойств, по отношению к блокам горной породы. Влияние процессов трещиноватости и кавернозности на показания стандартных методов ГИС, возможно только при наличии достаточной величине густоты трещин и их раскрытости, когда суммарное изменение величины его емкости, будет сопоставимо с погрешностью проведения измерения[4]. Уникальное строение рифейского комплекса, а также трещинно – кавернового коллектора, с применением электрических методов каротажа акустических микросканеров, позволяет оценивать величину вторичной пустотности, а также выделять микро и макротрещины. На рисунке 6, показан пример выделения трещин по методу САТ (метод акустического телевизора), однако низкая разрешающая способность и отсутствие встроенного инклинометра, не позволяет определять истинные элементы залегания трещин и границ пластов. Для решения данной задачи, применялась современная методика акустического сканирования скважин нового поколения, более известная как UBI (Schlumberger).

Для прогноза зон повышенной трещиноватости и наличия интервалов кавернозности, применялась динамическая интерпретация сейсмических материалов. Получение карт атрибутов, позволяет обосновать развитие строматолитовых построек, биогенно – биостромных образований, выявить закономерности их пространственного распределения. Данные отложения являются типичными для карбонатного коллектора. Также обнаружено развитие рифовых построек, образующих цепочки валообразных поднятий, которые занимают обширные территории.

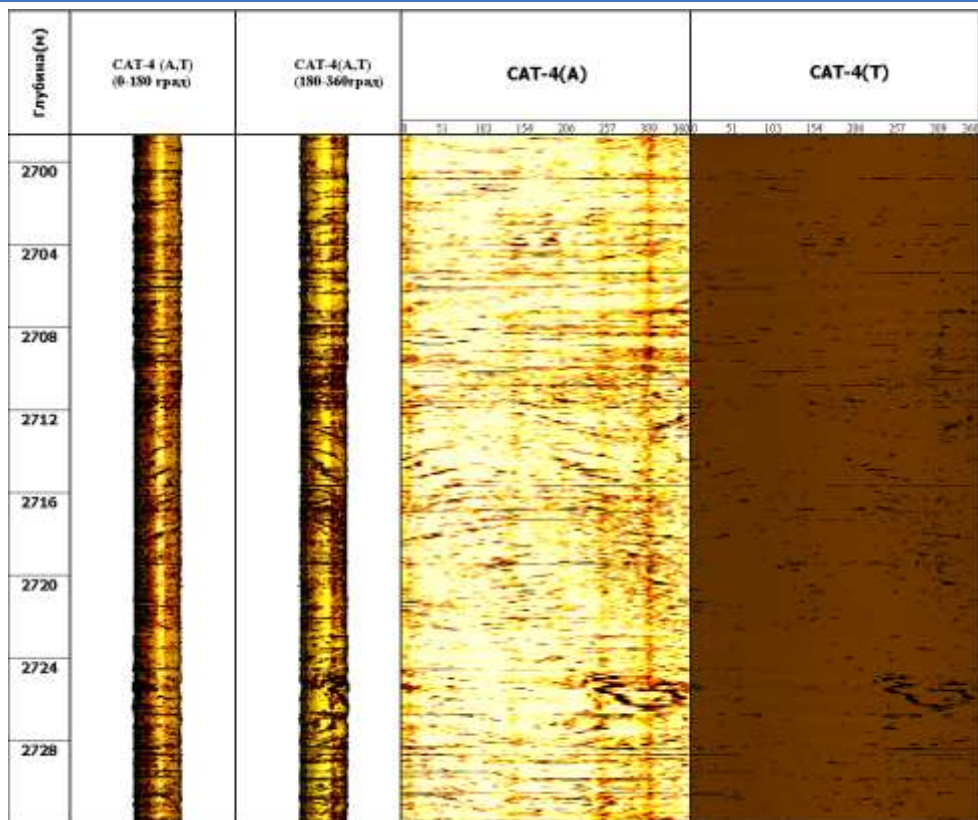


Рисунок – 6 Выделение трещин и границ пластов по данным прибора САТ – 4 скв К – 212

Для выделения трещин и каверн, использовались материалы 3D – сейсморазведки, в частности таковыми являются методы когерентного анализа и технологии сингенетические сингулярности. Данная технология нашла свое успешное применение на месторождениях Восточной и Западной Сибири для прогноза и выделения трещин.

Также одним из методов является выделение рассеянных волн (ПЭРВ), позволяющее определять величину раскрытости трещин. Рассеянные волны, возникают при наличии акустических неоднородностей геологической среды, которые как правило приурочены к зонам повышенной трещиноватости и кавернозности, как показано на сейсмическом кубе на рисунке 7. Интенсивность поля и есть функция развития раскрытости трещин и является основополагающей информацией, при расчете моделей трещинного и кавернозного коллектора.

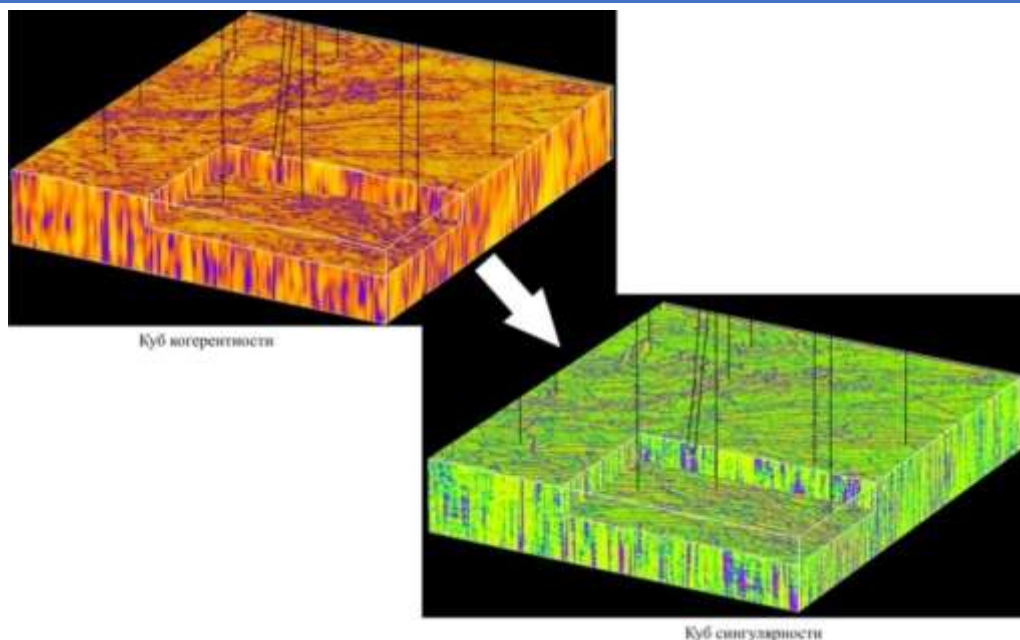


Рисунок 7 – Куюмбинский ЛУ. Восточный участок Когерентный анализ. SS-технология. Характеристика трещинных резервуаров

### Заключение

В результате написания данной работы была составлена геолого – геофизическая модель рифейских продуктивных рифейских отложений Юрубчено – Тохомского месторождения. Она основывается на комплексировании результатов геофизических, сейсмических и материалов исследования кернового материала, что позволяет выделять интервалы трещиноватости и повышенной кавернозности. В дальнейшем использование данных методик, позволит применять их для геологического и гидродинамического моделирования и мониторинга за разработкой, столь уникального по геологическому строению месторождения.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 - Ашихмин С.Г. Кашников Ю.А. Якимов С.Ю. Экспериментальные и теоретические исследования изменения трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено – Тохомского месторождения. Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2/2013 с. 36 – 41
- 2 - Данилова Е.М. М.Г Несмелова. Влияние вторичных преобразований на изменение фильтрационно – емкостных свойств карбонатного кавернозно – трещиноватого коллектора на Юрубчено – Тохомском месторождений по комплексу геофизических данных. Известия Сибирского отделения секции наук о Земле РАН №2 2016 с. 66 – 73
- 3 - В.А Екименко Ж.К Добровольская Н.Н Белоусова К.Н Мартынов. Прогноз зон трещиноватости и флюидонасыщения карбонатных пород рифея Куюмбинского месторождения на основе моделирования упруго – механических свойств. Георесурсы. 2016 Т. 18 №4 Ч.2 с. 314 – 318
- 4 - Конторович А.А. Юрубчено – Тохомская зона газонефтенакопления – важный объект концентрации региональных и поисково – разведочных работ, в верхнем



- протерозое Лено – Тунгусской нефтегазоносной провинции/ А.А. Конторович А.Э. Конторович В.А. Кринин и др.// Геология и геофизика. – 1988, - №11. – с. 45 – 55
- 5 - Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами/ В.Н. Майдебор. – М. «Недра» 1980, – с. 288
- 6 - В.А Поздняков Д.В Сафонов В.В Шиликов. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D – сейсморазведки в пределах Юрубчено – Тохомской зоны. Технологии сейсморазведки. 2009 с. 85 – 90
- 7 - Харахинов В.В. Шленкин С.И. Афонасин В.В. Зереинов В.А. Каширин Г.В. Кулишкина О.Н. Масюков В.В. Масюков А.В. Рудь О.В. Берин М.В. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири. Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 2/2013 с. 11 – 20
- 8 - Чеверда В.А. Протасов М.И. Лисица В.В. Решетова Г.В. Петров Д.А. Мельник А.А. Шиликов В.В. Мельников Р.С. Волянская В.В. Трехмерная модель нефтегазовых резервуаров на основе обработки рассеянных волн сейсмических волн методом Гауссовых пучков. С. 1 – 29

УДК 550.85

**СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РИФЕЙСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Е.В. Прокаatenь, Р.И. Степанов*

*Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа  
Красноярск, Россия*

E-mail: [EProkaten@sfu-kras.ru](mailto:EProkaten@sfu-kras.ru); [rusya.stepanov.2017@bk.ru](mailto:rusya.stepanov.2017@bk.ru)

**Аннотация:** В данной работе рассмотрены основные виды и типы седиментационных обстановок на примере рифейских продуктивных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ). По результатам исследования минералогического состава горных пород и их текстурно-структурных особенностей, в том числе условий осадконакопления были определены преобладающие типы седиментационных обстановок отложений месторождения, установлены факторы, влияющие на формирование зон выщелачивания резервуара. Также было установлено влияние зон повышенной кавернозности пород на формирование карстовых полостей.

**Ключевые слова:** седиментология, карбонатный коллектор, обстановки осадконакопления, карстовые полости, Юрубчено-Тохомское месторождение.

**Введение**

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью оценки особенностей формирования карбонатных отложений Юрубчено-Тохомского

месторождения. На основе изучения строения и минералогического состава, позволит выделить основные типы седиментационных обстановок формирования карбонатных пород, которые будут использованы при дальнейших геологическом и фациальном моделировании продуктивных отложений.

**Цель:** выделить и изучить основные формы седиментационных обстановок, рифейских карбонатных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения, являющиеся основными объектами изучения.

В административном отношении ЮТМ располагается в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского Края. Район малозаселенный, редкие населенные пункты, расположены вдоль реки Подкаменная Тунгуска. Население района многонациональное, занимающиеся в основном охотой, рыбной ловлей, пушным звероводством. В непосредственной близости от месторождения, находятся поселки Ошарово и Куюмба, население которых составляет около 250 человек. К югу от месторождения располагаются село Богучаны и город Кодинск.

Территория исследуемого региона изучена комплексом полевых геофизических методов (грави-, магнито-, электро- и сейсморазведка), а также геолого-съёмочными и структурно-поисковыми работами. Основными продуктивными отложениями месторождения, являются продуктивные отложения венда и рифея. ЮТМ расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе выделяются два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. На рисунке 1 приведена структурно – тектоническая карта Юрубчено – Тохомского месторождения.

### **Особенности седиментогенеза в формировании рифейских отложений**

Формирование отложений в предюрубченское время происходило с связи с обильными трансформациями рифтовых бассейнов, в бассейн пассивной окраины поднятие байкитской антеклизы [4]. Размыв произошел в основном в юрубченское время, когда происходило перемещение преобладающего силикокластического материала, с сопровождающейся деструкцией и обильным переотложением карбонатных образований, с обилием гравитационных потоков как в склоновых, так и в бассейновых обстановках осадконакопления. Отмечено высокое содержание силикокластического материала для юрубченской толщи пород.

В толще фиксируются различные отложения, в частности толщи исследуемые в работе представлены песчаниками, алевролитами, песчанистыми доломитами. Выше в разрезе фиксируются более чистые породы, в частности таковыми являются доломиты, местами с прослоями терригенных пород. Отложения представлены образованиями крупной оолитово-интракластовой отмели, подвергавшийся постоянному воздействию волн и течений.



Рисунок – 1 Структурно – тектоническая карта Красноярского края [Кринин В.А, 2002]

1 – Изогипсы отражающего горизонта Б (км). 2 – Разрывные нарушения по геолого – геофизическим данным. 3 – Пробуренные скважины (аббревиатура и ее номер). Границы тектонических элементов: 4 – надпорядковых, 5 – первого порядка, 6 – второго порядка. Положительные структуры третьего порядка: 7 – подготовленные к глубокому бурению, 8 – выявленные, 9 – намеченные. 10 – Области отсутствия картируемых отложений по геолого – геофизическим данным. Границы: 11 – участков недр. 12 – Красноярского края. 13 – Эвенкийского МР.

Структурные элементы: надпорядковые (X – Курейская синеклиза, VII – Байкитская гемиантеклиза, VII – Присяно – Енисейская синеклиза, XIV – Ангаро – Ленская ступень, XV – Непско – Ботуобинская гемиантеклиза, I – порядка X<sub>5</sub> – Ванаварский структурный залив, XII<sub>5</sub> – Камовский свод, XIII<sub>1</sub> – Терянская впадина, XIII<sub>2</sub> – Ангарская гряда, XIII<sub>3</sub> – Кежемская впадина, XIII<sub>4</sub> – Мурская впадина, XIII<sub>5</sub> – Богучано – Манзинский выступ, XIII<sub>7</sub> – Приенисейская зона линейных дислокаций, XV<sub>1</sub> – Катангский мегавыступ.

В северо-западном направлении Юрубчено-Тохомской площади отмель дифференцировалась на систему более мелких отmelей – баров и межбаровых депрессий. В последних накапливались интракластические и илистые карбонатные осадки, зачастую водорослевые ламиниты, в ассоциации с интракластическими и

комковато-пизолитовыми образованиями. По результатам исследования кернового материала, была уточнена схема в центральной части участка, где была выделена строматолитовая биострома и ее обстановки [5]. Пример приводится на рисунке 2.

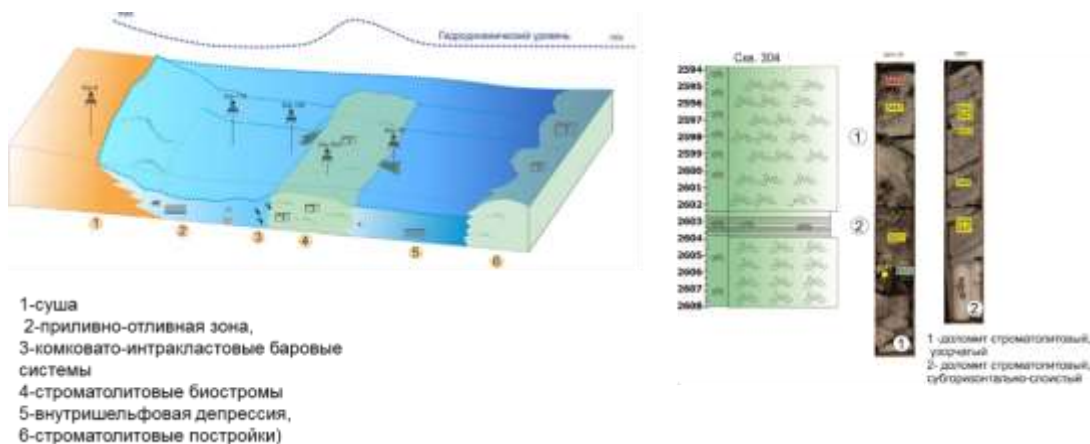


Рисунок – 2 Модель формирования рифейской толщи

В среднеюрубченское время фиксируется более существенная дифференциация шельфа, а в позднеюрубченское-раннедолгоктинское сформировывалась внутришельфовая депрессия, с накоплением карбонатных алевролитовых и глинистых илов, но и в частности интракластических и оолиитово-комковатых осадков, с плохими первичными коллекторскими свойствами. В целом фиксируется сокращение развития строматолитовых комплексов и нарастание глинистой составляющей в окаймляющих депрессиях[6].

В долгоктинское время на мелководном шельфе почти повсеместно накапливались карбонатные силикокластические осадки, с потенциально плохими фильтрационно-емкостными свойствами. Обилие терригенных пород, а также следы взламывания и переноса нижележащих доломитов, позволяют провести интерпретацию данных комплексов, как отложений карбонатно-силикокластических комплексов, приливо-отливных равнин. Периодически эти отложения проградируют фазы относительно понижения уровня моря. В большей же части территории развиты глинистые породы. Их развитие значительно же сместилось в северо-восточном направлении от Юрубченского участка [5].

В раннекуюмбинское время область преимущественно карбонатной седиментации расширилась. На основной территории Байкитской антеклизы существовал мелководный шельф, на котором сформировались мигрирующие оолито-интракластические бары, иногда же постройки из столчатых строматолитов. Сохранилась внутришельфовая депрессия, с образованием преимущественно карбонатных штормовых турбидитов и гемипелагитов, а также участков

перитидального шельфа, с преобладанием комплексов приливно-отливных равнин, иногда же с наличием мелких депрессий. Западнее и юго-восточнее карбонатный шельф, сменился средне- глубоким шельфом, с карбонатно-силикокластической и преимущественно силикокластической седиментации.

В среднекумбинское время произошло углубление карбонатного шельфа. На огромной территории происходило накопление строматолитовых ламинитов, в ассоциации с интракластово-комковато-пизолиевыми осадками, с хорошими первичными коллекторскими свойствами. Широко же развиты фенестры в пизолиевых доломитах, обогащенных ОВ, наблюдаются раннедиа-генетическое время и окремнение. В позднекумбинское время ситуация не изменилась, на большей части района проведения исследования. На большей части этого региона существовали межбаровые депрессии, которые отделялись комковато-интракластическими отмелями. В первых в умеренно гидродинамических условиях, происходило накопление ламинитов, в ассоциации с илисто- зернистыми осадками, с потенциально плохими коллекторскими свойствами. В депрессиях периодически возникали эксинные обстановки, что благоприятно сказалось на первичной сохранности ОВ. В целом же по месторождению наблюдается строматолитовые доломитовые и глинистые разности, свидетельствующие о больших величинах погружения осадочного бассейна.

#### **Формирование зон выщелачивания**

В результате изучения месторождения кернавыми данными, данными интерпретации материалов сейсмических работ МОГТ-3D, взаимосвязь фациальных обстановок и зон образования улучшенных коллекторских свойств, не получается возможным [2]. Причиной тому, является значительная часть отложений рифея, которая оказалась эродирована и выходит под размыв, что зачастую не позволяет установить всю последовательность и преобразованность разреза вторичными изменениями, перекристаллизацией, а также изменения модели ВЧР, под влиянием процесса интенсивного гипергенеза. Анализ картины волнового сейсмического поля, свидетельствует о том, что зоны образования интервалов повышенной кавернозности, связаны с детальностью строения отложений ванаварской свиты и кровли эрозионной поверхности рифея.

С некоторым удалением от зоны палеоврезов, встречаются интервалы повышенной кавернозности и они уменьшаются. Зоны повышенной кавернозности по данным исследования методом рентгеновской томографии приводятся на рисунке 3.

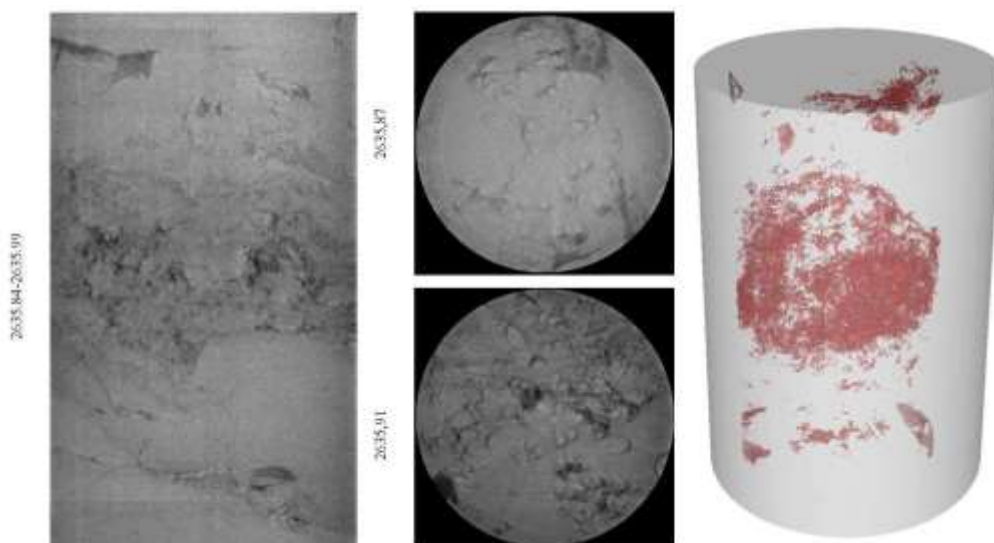


Рисунок – 3 Керновый материал с выделенными интервалами повышенной кавернозности по данным исследования рентгеновской томографии

В разрезе отложений рифея по данным седиментологических исследований, наблюдаются две формы образования карстовых полостей, а именно карры, которые заполнены терригенными отложениями, представленными песчаниками и фрагмент карстовой полости, который заполнен карстовой брекчией. Зоны кавернозности, формировались также за счет морфологии строения кровли эрозионной поверхности отложений рифея, на формирование и образование которых повлияло не только наличие палеоврезов, но и интенсивные перепады и морфология строения рельефа, особенно в вендское время. Формирование карстовых зон, связано преимущественно с процессами интенсивного избирательного растворения. Бортовые части врезов, подвергались процессам интенсивного размывания создавая огромные предпосылки для карстования вдоль элементов слоистости, а дно потоков заполнялось в основном глинистым материалом, и создавало слабопроницаемый барьер. С удалением от зон образования палеоврезов, встречаемость зон образования повышенной трещиноватости и кавернозности уменьшается. Зональность распространения зон интервалов повышенной кавернозности, зависит как от базиса эрозии, так и от глубины их образования. Пример модели формирования зон карстования приводится на рисунке 4.



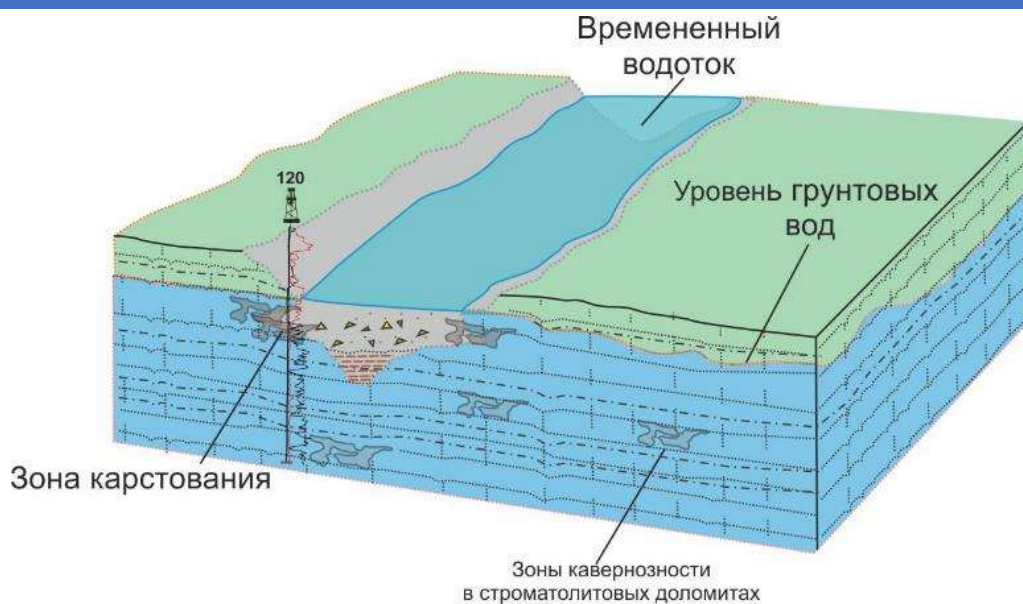


Рисунок – 4 Концептуальная модель карста в рифейском карбонатном плато

### Вторичное (постседиментационное) преобразование карбонатных пород

В отобранных образцах кернового материала наблюдаются каверны размерностью от нескольких миллиметров до 3-5 см, в основном преобладает размер от 2 до 8 мм. Местами наблюдается интенсивное развитие каверн, примерной величиной длины около 2-5 см и шириной, равной до 2 см. Иногда эти каверны, образуют цепочкообразные скопления, длиной примерно равной до 5 см, в единичных же случаях наблюдаются карстовые полости, примерного размера больше диаметра стандартного образца кернового материала. Формы наблюдаемых мелких каверн разнообразны линзовидная, щелевидная, извилистая, округлая. Пример наблюдаемых интервалов выщелачивания по данным кернового материала показан на рисунках 5 а), б), в).

Интервалы кавернозности в геологическом разрезе характеризуются неравномерным распространением. Зоны интенсивного выщелачивания доломитов с толщиной, иногда достигающей до примерного размера до 3,58 м, приурочены к различного рода литологическим типам пород - доломитам строматолитовым, водорослевым, интракластовым, песчанистым, ангидритистым, окремненным, глинистым и известковистым. Чаще отмечаются, в доломитах строматолитовых (рисунок б) и водорослевых.



Рисунок – 5 а) Мелко – тонкокристаллический доломит. Пустоты 0,5 – 1 см. Скв Юр – 579, глубина 2578,90 м



Рисунок – 5 б) Доломит разнокристаллический, перекристаллизованный, слабо глинистый, ожежененный. Пустоты 0,01 – 5 см. Скв Юр – 304, глубина 2616,20 м





Рисунок – 5 в) Доломит строматолитовый. Пустоты 0.01 – 0.7 см. Скв Юр – 272 глубина 2498,55 м



Рисунок – 6 Доломит строматолитовый(фрагмент ядерного материала)

### Сульфатизация и окремнение

Сульфаты в горных породах могут быть как осадочными раннедиагенетическими и диа- катагенетическими. Существует следующее, что процессы сульфатообразования, которые распространены в карбонатном коллекторе, протекают в различного рода глубинах, примерно равных от 0 и вплоть, до величины равной 2500-3000 м.

В керне ЮТМ выделяются три типа раннедиагенетических сульфатов: сеточный ангидрит, желваковый, брекчиеподобный ангидрит, переслоенный тонкими, смятыми и брекчированным слоями энтеролитового (внутрипластового) доломита.

Сульфаты в керне скважин ЮТМ представлены ангидритом (рисунок 7), с подчиненным количеством гипса. В остальных же случаях наблюдается сульфатная минерализация, которая приводит как к запечатыванию пустот и тем самым снижает пористость исследуемой породы.



Рисунок – 7 Проявление ангидритизации отложений ЮТМ

Встречающиеся вкрапленники дисковидных кристаллов ангидрита и их звездчатых сростков, размером от 1-2 мм до 1-1,5 см развиты в керне в виде неравномерно распределенной россыпи.

Окремнение карбонатных пород проявляется в виде включений скрытокристаллического халцедона и более поздних кварц-халцедоновых образований, развивающихся по микрокристаллическому доломиту. На фоне темно-серых, серых и светло-серых карбонатных отложений, окремнение выделяется серыми, желтовато-коричневыми, неправильной формы конкрециями, гнездами, пятнами, желваками или линзами. Окремнение очень хорошо развито и является седиментационным процессом приурочено к фациям строматолитов, в зоне обмеления морского бассейна. Зоны окремнения выделяются по данным разрезов скважин. Содержание кремнистого материала в породах рифея ЮТМ в доломитах очень различно, в основном же выделяются прослой и линзы доломитовых пород, метасоматические замещенные кремнистым материалом, и вещество в разнообразных формах от опаловидного до халцедонового мелко и среднезернистого

кварца. Метасамотическое замещение очень активно протекает в объемах, с выраженной трещиноватостью. Окремнение и процессы интенсивного окремнения, наиболее присуще фитогенным (строматолитовым), интракластовым доломитам, вследствие их большей восприимчивости к гидротермальным агрессивным растворам. Вблизи зон окремнения в доломитах, отмечается усиление перекристаллизации. Кремнистые прослои и крупные линзы кремней, обладают повышенной трещиноватостью. Пример наблюдаемой интенсивности вариантов окремнения показано на рисунках 8 а), б), в).



Рисунок – 8 а) Слабое окремнение (0 – 5 %) скв Юр – 198



Рисунок – 8 б) Слабое умеренное окремнение (5 – 10 %) скв Юр – 232



Рисунок – 8 в) Окременнение высокое (10 – 30 %) скв Юр – 272

### **Заключение**

В результате написания работы была актуализирована седиментологическая модель, рифейских продуктивных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения. В ходе проведения исследования было установлено, что формирование древнейших карбонатных отложений, было связано с трансформацией рифтовых бассейнов, приуроченных к нефтегазоносному камовскому своду. Основными литотипами пород по данным анализа, являются доломит и его доломитовые разности. Емкостные свойства карбонатного коллектора, были образованы за счет приливно-отливных процессов, а также явлений выщелачивания, сульфатизации и ангидритизации. В дальнейшем полученные данные, могут использоваться при выделении типизации продуктивных отложений, при фациальном и седиментологическом моделировании, а также при составлении постоянно действующей геолого-технической модели месторождения (ПДГТМ).

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Багринцева К.И, Дмитриевский А.Н, Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа. Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Под ред. К. Багринцевой. – М. с. 264
2. Битнер А.К. Методы исследования пород-коллекторов и флюидов: учеб. пособие/ А.К Битнер. Е.В Прокатьень. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т. 2018. – с. 224

3. Лидер М. Седиментология. Процессы и продукты: Пер с англ. – М. Мир. 1986 – с. 439
4. Малиновский Ю.М. Нефтегазовая литология: учеб. пособие. – М. Изд – во РУДН 2009. – с. 217
5. Селли Р. Введение в седиментологию. Пер с англ. Лондон. 1977. М. Недра. 1981. С. 370
6. Котельников Д.Д., Конюхов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. – М. Недра, 1986, – с. 247
7. Стратиграфия и геохронология протерозоя. Семихатов М.А. Труды ГИН. Вып. 256. М. Наука. 1974 г.

УДК 550.8.05

### ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ХМ<sub>2</sub> МЕСТОРОЖДЕНИЯ N (ЯНАО)

*И.С. Ходоров, Н.М. Недоливко, О.А. Нечаева*

*e-mail: [khodorovis@gmail.com](mailto:khodorovis@gmail.com)*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия, 634050, пр. Ленина, 30, [tpu@tpu.ru](mailto:tpu@tpu.ru)*

В данной работе рассматриваются литологические особенности, генетические признаки и условия формирования отложений пласта ХМ<sub>2</sub> по признакам, проявленным в керне. Установление условий осадконакопления по данным лазерной гранулометрии, выделение электрофациальных моделей по данным стандартного каротажа с использованием методики В.С. Муромцева. А также выявление закономерностей фациальной изменчивости отложений пласта ХМ<sub>2</sub> по площади месторождения N.

**Ключевые слова:** генетические признаки, условия формирования пласта-коллектора, гранулометрический анализ, закономерности пространственного распределения.

Нефтегазоконденсатное месторождение N в административном отношении расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Российской Федерации, в географическом отношении – в северной части Западно-Сибирской равнины на северо-востоке полуострова Ямал. В нефтегазовом отношении месторождение входит в Тамбейский кластер.

Территория, на которой располагается месторождение N, согласно карте тектонического строения и размещения зон нефтегазонакопления полуострова Ямал (по Д.А. Астафьеву с использованием материалов «Ямалгеофизика», ЗапСибНИГНИ, ВНИГНИ) [1] расположена в южной части Средне-Ямальского мегавала. Согласно нефтегазогеологическому районированию, изученный район, расположен в Тамбейском нефтегазоносном районе Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В геологическом строении месторождения N принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Согласно стратиграфическому делению пласт ХМ<sub>2</sub> относится к яронгской свите альбского яруса [3]. По результатам полевого описания керна изучаемый разрез в целом представлен переслаиванием песчаников и алевролитов.

Для анализа закономерностей пространственного распределения пласта ХМ<sub>2</sub> по территории месторождения, а также гидродинамических условий седиментации, с использованием данных геофизических исследований скважин были построены карты общих толщин, коэффициентов песчаности,  $\alpha_{\text{ПСmax}}$  и  $\alpha_{\text{ПС}}=0,5$ .

Согласно данным ГИС, Пласт ХМ<sub>2</sub> характеризуется невыдержанной общей толщиной, увеличивающейся с запада на восток от 36 до 49 метров (рис. 1). Наиболее активный гидродинамический режим седиментации существовал в краевых участках месторождения: значения  $\alpha_{\text{ПС}}$  здесь близки к 1, что привело к накоплению крупно-среднезернистых и среднезернистых песчаных осадков (рис. 2). Снижение гидродинамики, выраженное в уменьшении значений  $\alpha_{\text{ПС}}$ , отмечалось в центральных зонах месторождения, здесь накапливался мелкозернистый песок, алевролитовые и глинистые осадки.

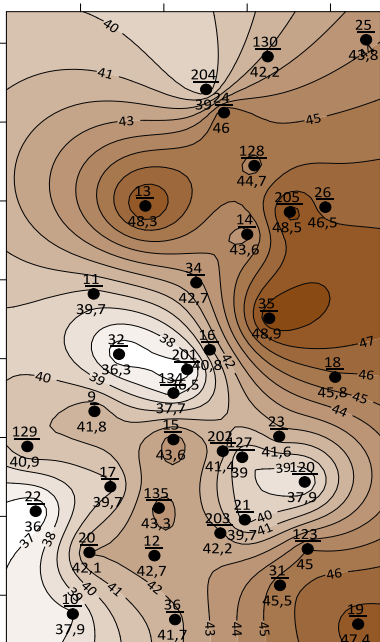


Рисунок 1. – Карта общих толщин пласта ХМ<sub>2</sub> месторождения N

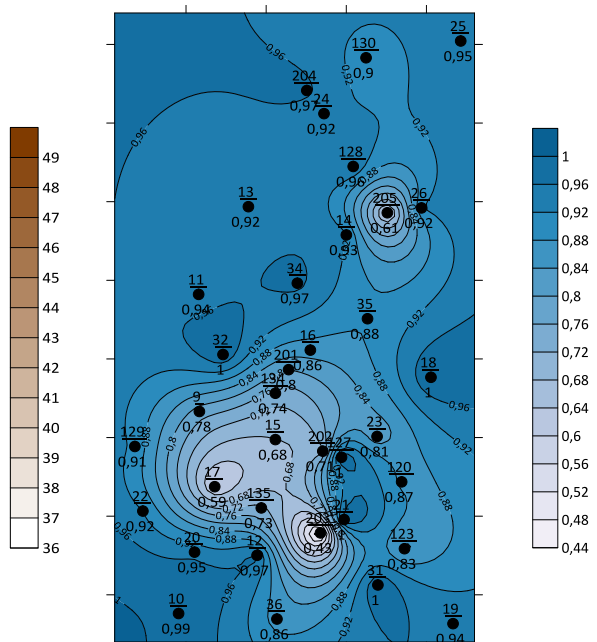


Рисунок 2. – Карта значений  $\alpha_{\text{ПС}}$ .  
Пласт ХМ<sub>2</sub> месторождения N



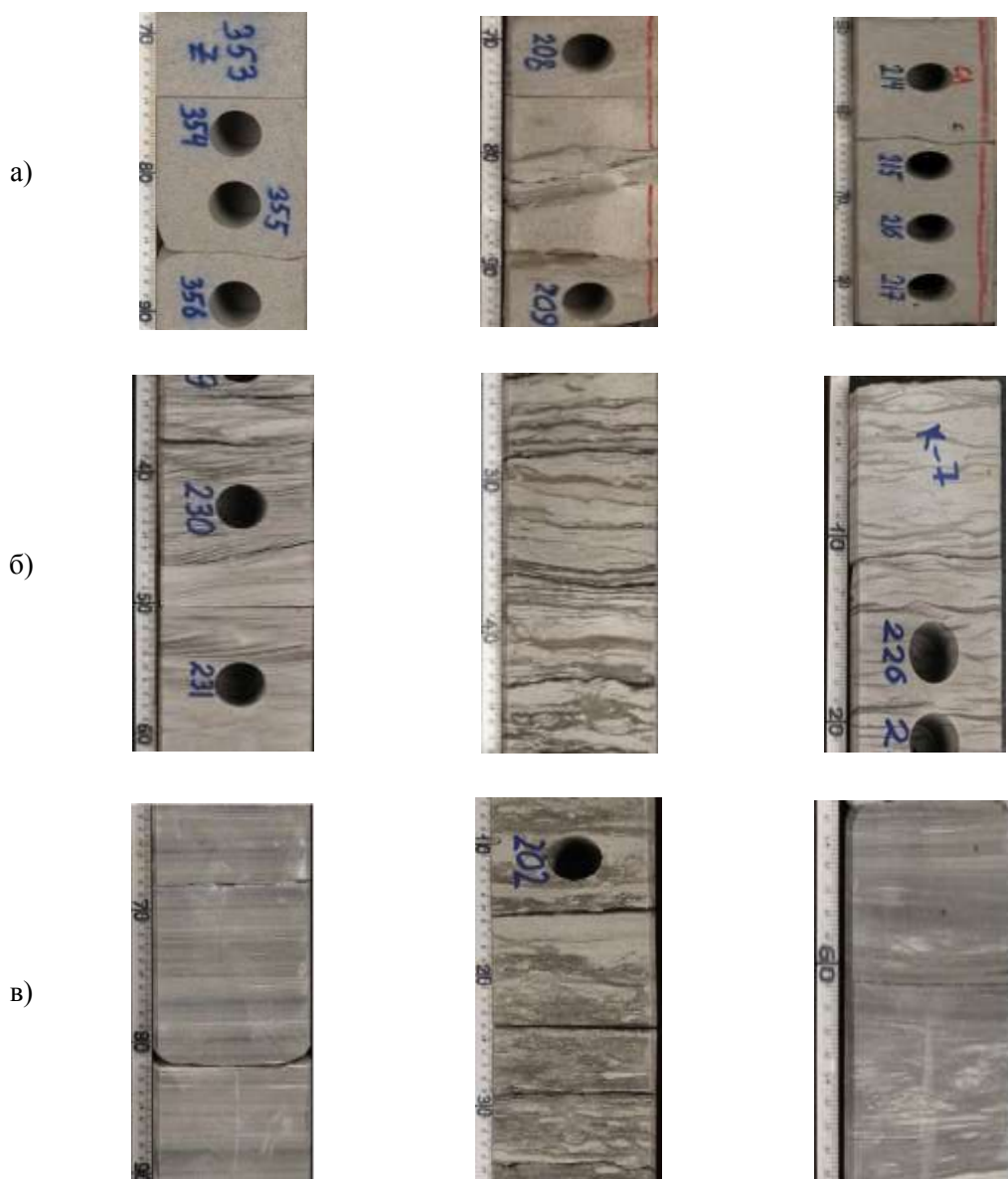


Рисунок 5. – Генетические признаки, заключенные в керне:

а) Песчаник; б) алевролит; в) глина.



Литологическая характеристика, генетические признаки и условия формирования отложений пласта ХМ<sub>2</sub> по керну

Литотипы	Динамика	Характерные особенности	Условия образования
Песчаники	Высокая	<b>Текстура первичная:</b> Однородные и слоистые. Тип слоистости: неравномерная, косоволнистая и косая разнонаправленная, слабо срезанная, участками горизонтальная. Растительные остатки (аттрит, мелкий детрит). <b>Вторичные изменения:</b> взмучивание, биотурбация, размыв, сидеритизация <b>Ихнофоссилии:</b> <i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> . <b>Раковины:</b> двустворчатых моллюсков и их детрит	Прибрежная полоса моря зона активного волнового движения
Алевролиты	Средняя	<b>Текстура первичная:</b> однородная, чаще слоистая: тонкая горизонтально-полосчатая, линзовидно-пологоволнистая, косоволнистая разнонаправленная. Углефицированные растительные остатки (аттрит, мелкий детрит). <b>Вторичные изменения:</b> взмучивание, нагрузка и оседание осадка, биотурбация, сидеритизация <b>Ихнофоссилии:</b> <i>Phycosiphon</i> , <i>Zoophycos</i> .	Прибрежная полоса моря, зона волнения мелководного шельфа
Глины	Низкая	<b>Текстура первичная:</b> слоистая. Слоистость тонкая:пологоволнистая, горизонтальная и линзовидная. Углефицированные растительные остатки: аттрит, мелкий детрит. <b>Вторичные изменения:</b> оползание, взмучивание, биотурбация, пиритизация, псевдоморфозы пирита по органическим остаткам. <b>Ихнофоссилии:</b> <i>Chondrites</i> , <i>Phycosiphon</i> , <i>Schaubcylichnus</i> , <i>Planolites</i> , <i>Teichichnus</i> , <i>Zoophycos</i> .	Прибрежная полоса моря, углубленные участки морского дна со слабыми колебательными движениями и спокойными вод

Согласно генетическим признакам, заключенным в керне, породы сформировались в прибрежно-морских условиях. Признаки близости к континенту отражены в песчаном составе отложений, повсеместном присутствии углефицированных растительных остатков (аттрит, мелкий детрит), наличии тонкорассеянной вкрапленности и уплощенных включений сидерита. На морские условия осадконакопления указывают: преимущественно волнистая слоистость, наличие фрагментов раковин двустворчатых моллюсков, комплекс следов жизнедеятельности солоноватоводных форм бентосных организмов (ихнофоссилии *Chondrites*, *Phycosiphon*, *Schaubcylichnus*, *Planolites*, *Teichichnus*, *Zoophycos*), пиритизация.

Динамика водной среды менялась от высокой, способствовавшей накоплению песчаных осадков, до средней и низкой, при которой накапливались соответственно алевритовые и глинистые осадки.

Подтверждение прибрежно-морских условий осадконакопления исследуемого пласта получилось после интерпретации результатов лазерного

гранулометрического анализа на диаграммах Р. Пассега (рис. 6), Л.Б. Рухина (рис. 7) и Г.Ф. Рожкова (рис. 8) [2].

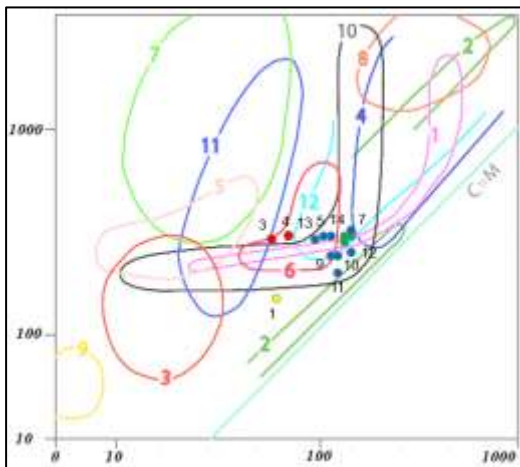


Рисунок 6. – Диаграмма Р. Пассега с нанесенными на неё значениями образцов:

1 – фации рек и направленных течений; 2 – мутьевых потоков; 3 – осадков спокойной воды; 4 – пляжа и мелководий; 5 – спокойной лагуны; 6 – направленных течений в лагуне; 7 – глубокого шельфа; 8 – внутреннего шельфа; 9 – шельфовых впадин; 10 – приподнятых частей шельфа; 11 – дна, 12 – глубоководного дна.

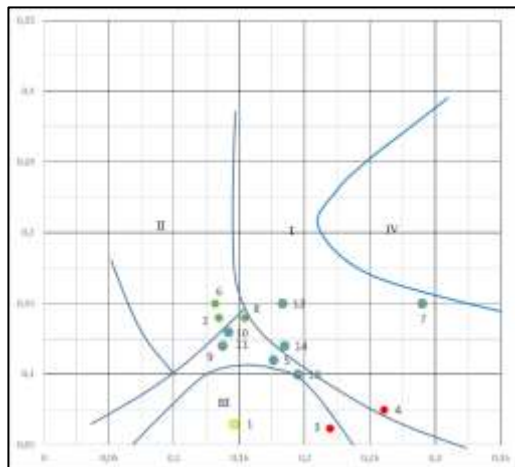


Рисунок 7. – Генетическая диаграмма Л.Б. Рухина с нанесенными на нее значениями образцов:

I – поле песков, отложенных при поступательном движении воды (пески рек и течений); II – поле песков, отложенных при сильных колебательных движениях воды (пески пляжей морских, озерных и речных); III – поле песков, накопившихся на дне морей и других бассейнов при слабых колебательных движениях воды; IV – поле песков эоловых.

По результатам гранулометрического анализа и размеру фракций изученные породы были сгруппированы в 4 литотипа:

- 1) Песчаники мелкозернистые алевритистые (образцы 2, 6, 8) – на диаграммах зеленые;
- 2) Песчаники мелкозернистые алевритовые (образцы 5, 7, 9-14) – на диаграммах синие;
- 3) Алевролиты мелко-крупнозернистые (образец 1) – на диаграммах желтые;
- 4) Алевролиты крупно-мелкозернистые (образцы 3-4) – на диаграммах красные.

На рисунке 6, согласно генетической интерпретации результатов лазерного гранулометрического анализа, фигуративные точки, соответствующие пересечению максимальных и медианных диаметров зерен, для песчаных осадков расположились поле 10 – в зоне фаций приподнятых частей шельфа; и в поле 6 – направленных течений в лагуне (для алевритовых осадков).

Согласно расположению точек на диаграмме Рухина, пески формировались главным образом при сильных колебательных движениях водной среды, иногда при поступательном движении воды. В зонах слабых колебательных движений воды осаждался мелко-крупнозернистый и крупно-мелкозернистый алевритовый материал.

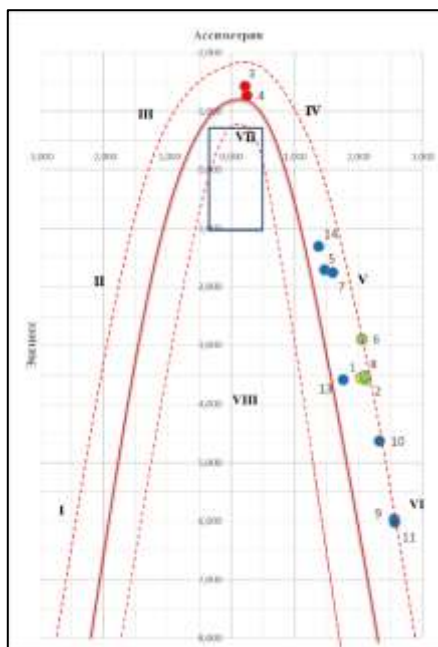


Рисунок 8. – Генетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова с нанесенными на неё точками:

I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин – морские фации; II – донные течения или мутьевые потоки – морские фации; III – слабые, преимущественно речные течения – континентальные речные фации; IV – сильные речные или вдольбереговые течения – континентальные речные или прибрежно-морские фации; V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн – прибрежно-морские фации; VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, эоловая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофация береговых дюн); в целом, – фация побережья акваторий вблизи береговой черты; VII – эоловая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника – континентальная фация пустынь, нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья – прибрежно-морская фация; VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой – прибрежная фация огромных открытых акваторий.

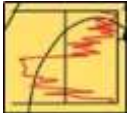
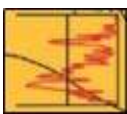


Согласно расположению фигуративных точек Асимметрия – Экссесс на диаграмме Рожкова, все изученные породы формировались в прибрежно-морских фациальных обстановках (фигуративные точки располагаются в правой половине диаграммы и связаны с выходом волн на мелководье поле (5 и 6) и реже с вдольбереговыми течениями (поле 4).

По методике Муромцева на территории исследования для пласта ХМ<sub>2</sub> были разработаны электрофациальные модели, с учетом формы кривой ПС, толщины песчаников, значений коэффициента песчаности, динамики среды седиментации (по  $\alpha_{ПС}$  и ее изменения во времени), керновых данных. Всего выделено 5

фациальных обстановок, характеризующих фации прибрежной полосы моря: среднезернистых песков гребневых частей баров, мелко-среднезернистых песков центральных частей баров; алевритов и мелкозернистых песков склоновых частей баров; мелко- и среднезернистых песков пляжа и песчано-алевритовых осадков подножий баров.

Таблица 2

Электрометрические модели фаций пласта ХМ<sub>2</sub> по методике В.С. Муромцева

ЭФМ	Толщи на песчаников	Коэффициент песчанности	Максимальные значения $\alpha_{пс}$	Фации
	35	0,83	0,9	Среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря (ПГБ-ПМ)
	22	0,92	0,46	Мелко- и среднезернистых песков центральных частей баров прибрежной полосы моря (ПЦПБ-ПМ)
	12,6	0,91	0,31	алевритов и мелкозернистых песков склоновых частей баров прибрежной полосы моря (АПСБ-ПМ)
	11,6	1	0,29	мелко- и среднезернистых песков пляжа баров прибрежной полосы моря (ППБ-ПМ)
	0	0	0,43	песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря (ПАПБ-ПМ)

По результатам вышеизложенных закономерностей, была построена литолого-фациальная карта (рис. 9), на которой в южной, северной и центральной частях месторождения обособлены фации гребневых частей баров, сменяющихся фациями центральных и склоновых частей. В котловинах между барами формируются алеврито-глинистые осадки подножий баров (район скважин 17 и 203), а в районе скважины 21 распространены пляжевые осадки.

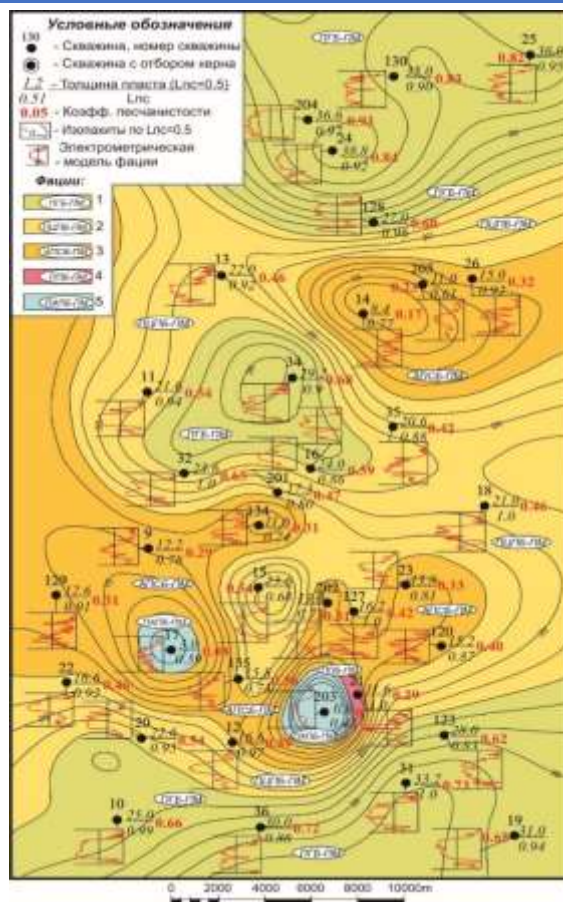


Рисунок 9. – Литолого-фациальная карта пласта ХМ<sub>2</sub>

Таким образом, по комплексу данных геофизических исследований, изучения керна, гранулометрическому анализу и построению карт пространственного распространения различных параметров по площади месторождения можно сделать выводы, что пласт ХМ<sub>2</sub> яронгской свиты (нижний мел) месторождения N имеет сложное строение, представлен песчаниками, алевролитами и алевроглинистыми породами. Он формировался в трансгрессивно-регрессивный этап осадконакопления в прибрежной полосе моря в условиях меняющейся динамики водной среды. Условия формирования определили значительную толщину, высокую песчаность разрезов и широкое площадное распространение песчаников.

Генетически песчаники связаны с комплексом баровых осадков, сформированных в гребневых (среднезернистые песчаники), центральных (мелко-среднезернистые песчаники) и склоновых (мелкозернистые песчаники) частях баров; алевролиты формировались на склонах, у подножий баров; глинистые осадки тяготеют к подножиям баровых образований.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Астафьев Д.А., Скоробогатов Б.А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал // Геология нефти и газа, 2006. – № 2. – С. 20 – 26.
2. Жидовинов Н. Я., Староверов В.Н. Фациальный анализ: Учебное пособие. – Саратов: Издательский центр «Наука», 2008. – 200 с., 24 вкл., илл.
3. Кислухин И.В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
4. Рожков Г.Ф., Соловьев Б.С. Результаты систематизации дробных ситовых анализов // Литология и полезные ископаемые, 1974. – №5. – с. 110 – 117.
5. Рухин Л.Б. Гранулометрический метод изучения песков. – Л.: Изд-во ЛГУ. – 1947. – 211 с.
6. Passega R., Byramjee R. Grain-size image of clastic deposits // Sedimentology, 1969. – V. 13. – N 3 – 4, p. 233 – 252.

УДК 550

**ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ СЕВЕРНОГО БОРТА ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА, СЛОЖЕННОГО РЕЗУЛЬТАТАМИ ПО КОМПЛЕКСУ ИССЛЕДОВАНИЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС.**

*А.А. Дубинова, Н.М. Прилипко, Н.В. Киселева, А.А. Юртаева*

*Самарский государственный технический университет,*

*Россия, 443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244.*

**Аннотация.** Изучение северного борта Жигулевско-Пугачевского свода, осложненного взбросами, проведено на основе комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин. По материалам ГИС в скважине хх9 Красно-Сокской площади выявленный взброс характеризуется повторением части разреза за счет его подъема по плоскости взбрасывателя. Взброс находит свое подтверждение на временном разрезе по результатам сейсморазведочных работ.

**Ключевые слова:** геологическое строение, структуры, свод, валы, тектонические нарушения, скважина, пласты, сейсморазведка, геофизическое исследование скважин.

Изучение северного склона Жигулевско-Пугачевского свода проведено на основе комплексной интерпретации результатов сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС).

Жигулевско-Пугачевский свод выделен в 1956 году В.Д.Наливкиным. Является крупной положительной структурой юго-западной части Волжско-Камской антеклизы. Выражен по поверхности кристаллического фундамента и опорным



горизонтом осадочного палеозойского чехла. Площадь свода составляет 12800 км<sup>2</sup> в Самарской области.

Жигулевско-Пугачевский свод по строению резко асимметричен, не имеет северного склона, где ограничен взбросом. Вдоль северного наиболее приподнятого края свода простирается Жигулевский вал, представленный цепочкой локальных структур, ориентированных параллельно северному крылу (рис.1). Все они прослеживаются по всем горизонтам разреза без резкого смещения вершин, с уменьшением амплитуды снизу вверх, что отражает постоянство знака тектонических движений при их формировании. Жигулевско-Пугачевский свод осложнен грабенообразными прогибами и горстовидными валами и взбросами. [1]

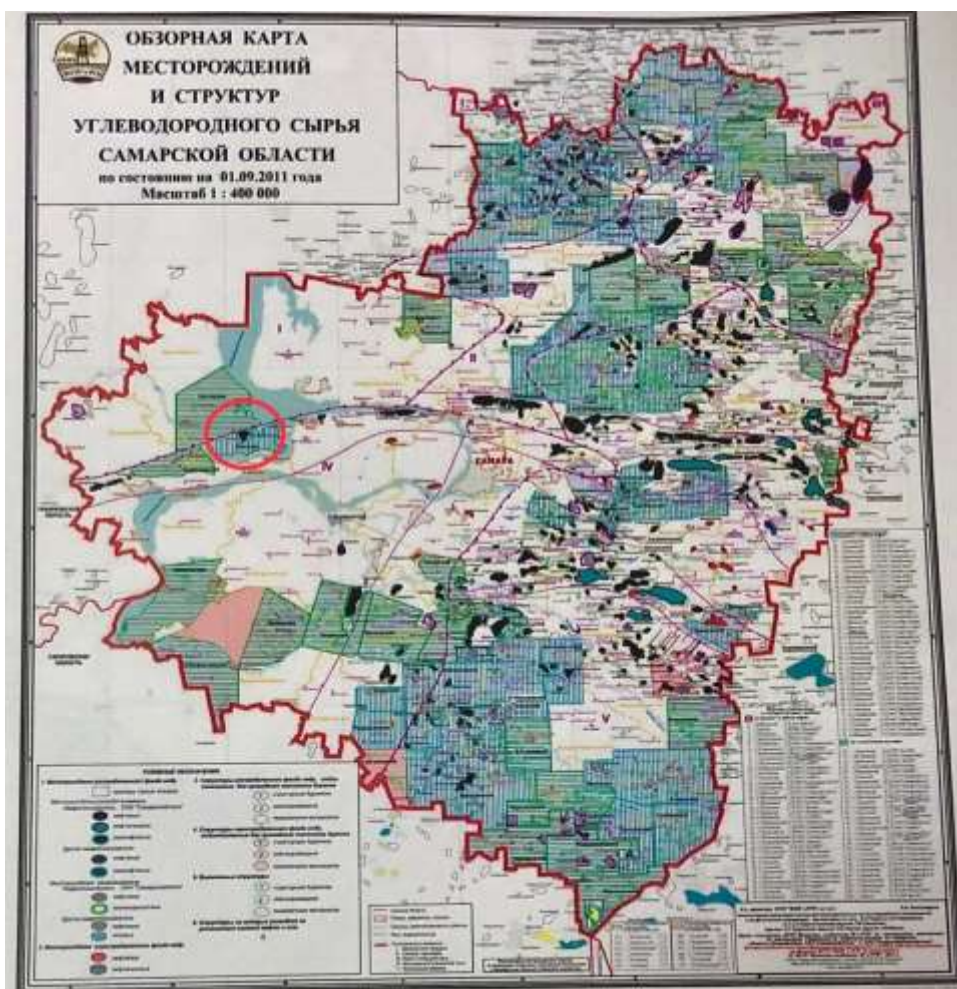


Рис. 1. Обзорная карта месторождений и структур углеводородного сырья Самарской области.



Район исследования входит в группу структур, осложняющих Жигулевский вал (Заборовское, Сызранское, Губинское, Карлово-Сытовское, Березовское и др.)

На крупных тектонических валах Самарской области содержится более 75% начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий.

Приуроченность открытых залежей нефти к дизъюнктивным нарушениям является важным критерием для геологоразведочных работ. Кроме того, эти нарушения играют значимую роль в формировании и сохранности ловушек нефти и газа.

Для определения и прослеживания разрывных разрушений используются различные геологические и геофизические методы, из числа которых наиболее надежными являются сейсморазведка 2Д и 3Д, результаты глубокого бурения, а также детальная корреляция скважин по данным ГИС.

При наличии в разрезе тектонического нарушения - взброса, на каротажной диаграмме скважины, вскрывшей взброс, отмечается повторение части разреза за счет его подъема по плоскости взбрасывателя[2]. По материалам бурения скважин повторения разреза, установленное по керну и промыслово-геофизическим материалам, является прямым признаком наличия взброса.

В скважине хх9, вскрывшей взброс, отмечается повторение части разреза за счет его подъема по плоскости взбрасывателя. Это отложения визейского яруса (тульский, бобриковский горизонты) и турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы палеозоя (рис.2). Четко выделяется стратиграфическая граница визейский - турнейский ярус.

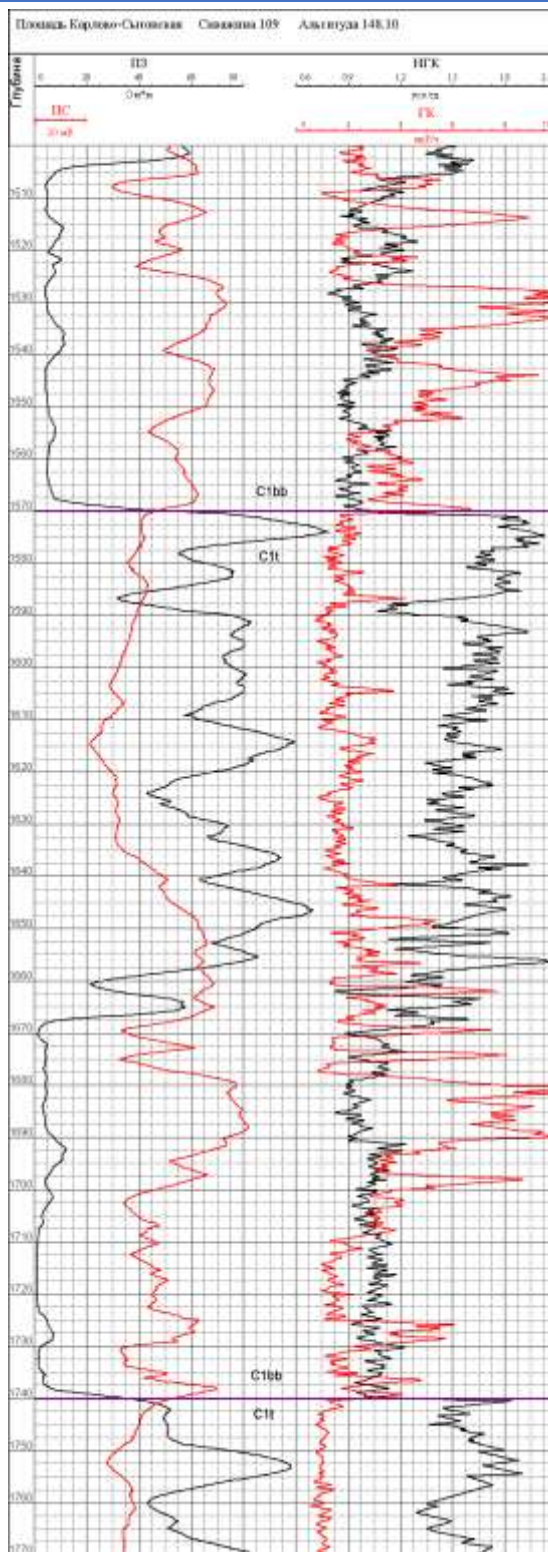


Рис. 2. Комплекс ГИС.

Поверхность турнейского яруса - карбонаты. По ГИС характеризуются повышенными значениями кажущиеся сопротивления потенциал - зондом, повышенными значениями НГК (нейтронно-гамма каротаж), снижением показанием ГК(гамма-каротаж).

Вышележащие отложения визейского яруса бобриковского горизонта начинаются с глин. Глины характеризуются увеличением диаметра скважины ДС (глины «вываливаются»), повышением показаний естественной радиоактивности по ГК, в связи с наличием изотопа калия  $K^{40}$ . В глинах НГК - характеризуются низкими показаниями. Кажущиеся удельные сопротивления низкие.

Таким образом, стратиграфические границы глина-известняк характеризуются: ДС от увеличенных к номиналу, ГК от высоких к низким, НГК от низких к повышенным, КС от пониженных к повышенным. ПС для карбонатного разреза не эффективен, в глинах отмечается положительная аномалия, в карбонатах - ближе к отрицательной.

Граничная поверхность турнея в скважине встречена дважды. На глубинах 1571м и 1740м.

Дважды пройден бобриковский горизонт. Есть некоторые отличия в характеристике бобриковского горизонта в верхнем и нижнем блоках. В принципе бобриковский горизонт характеризуется чередованием глин, глинистых песчаников, водонасыщенных песчаников. В верхнем блоке толщина горизонта 64м, в нижнем - 70м. Нижний блок характеризуется лучшими коллекторскими свойствами. В интервалах 1709 - 1725м (толщина 16м) и 1732-1736м выделяются водонасыщенные песчаники, характеризующийся низкими значениями ГК, пониженными значениями НГК, удельные сопротивления низкие, ПС отрицательная, пористостью порядка 20%. В вышележащем блоке коллекторские свойства ухудшены, доля коллекторов (коэффициент песчанности) меньше, Показания ГК более высокие. Это может быть связано с изменением свойств пород по латерали.

Также, при движении блоков могут измениться характеристики экранов, что зафиксировано комплексом ГИС, отражающим свойства прискваженной зоны. Характеристики прискваженных зон бобриковского горизонта в верхнем и нижнем блоках несколько отличаются.

Кроме того, с привлечением результатов ранне проведенных сейсморазведочных работ подтверждено выделение тектонических нарушений, как в кристаллическом фундаменте, так и в осадочном чехле. По временным сейсмическим разрезам существование взброса подтверждается рядом диагностических признаков (рис. 3):

1. Скачкообразное смещение оси синфазности;
2. Изменение динамики отражений рисунка сейсмической записи по латерали;
3. Появление дифрагированных волн и петель возврата.

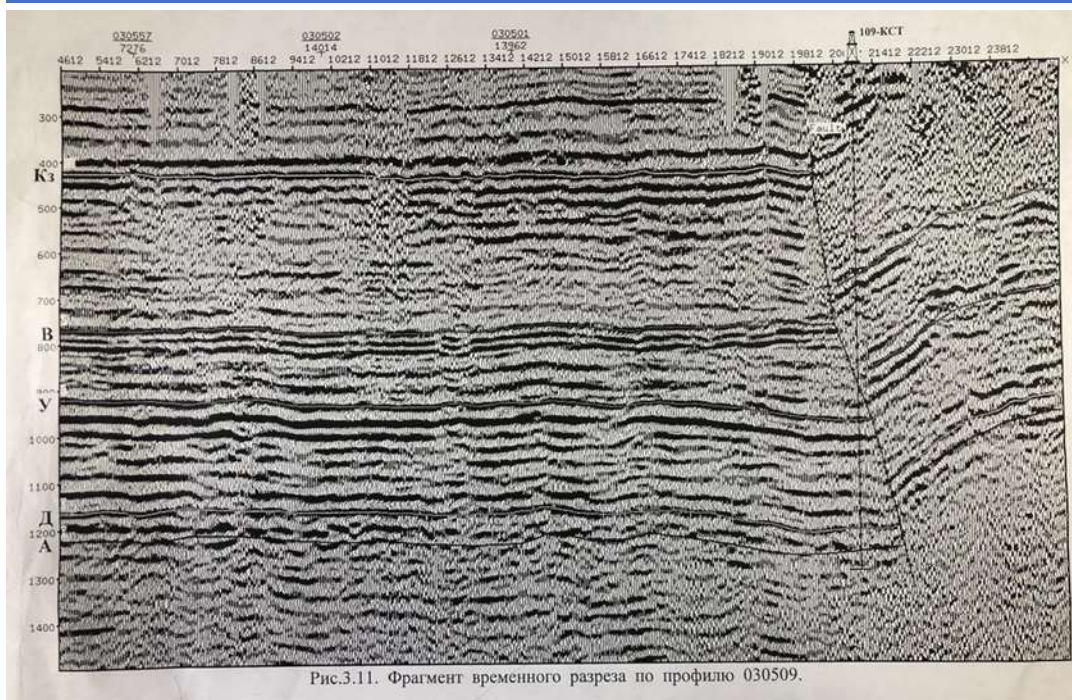


Рис.3.11. Фрагмент временного разреза по профилю 030509.

Рис. 3. Фрагмент временного разреза по профилю 030509.

### Вывод

Рассмотренный эпизод Жигулевского взброса говорит о необходимости комплексирования геолого-геофизической информации, которая позволит наиболее глубоко и полно изучить тектоническое строение региона, тем самым увеличить процент успешности поисково-разведочного бурения.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Даниелян Б.З. Тектоника и нефтегазоносность Самарского Поволжья. Методическое пособие // Самара. Гос, техн. Ун-т, Самара 2005. 38 с.
2. Брагин Ю.И., Кузнецова Г.П. Нефтегазопромысловая геология: Статистическое геологическое моделирование залежей углеводородов // ООО «Издательский дом Недра», 2013. - 109 с.

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО ШЛАМУ ИЗ СКВАЖИН***П.Р. Камаева**Самарский государственный технический университет**e-mail: [nikitinv@list.ru](mailto:nikitinv@list.ru)**г. Самара, Россия*

На месторождениях самарской области была опробована методика проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама. В результате сделана попытка выделения зон технологических осложнений по шламу скважин.

**Ключевые слова:** Скважинный шлам, осложнения в бурении, литолого-фациальные, петромагнитные исследования.

На примерах шлама скважин, изученного по методике литолого-фациальных и петромагнитных исследований дополнительно проанализирован каменный материал в зонах технологических осложнений, зафиксированных геолого-технологическими и геофизическими методами и представлена возможность выявления взаимосвязи между изменчивостью основных характеристик шлама и наличием аварийных зон в разрезе и оценке своевременного определения зон технологических осложнений в процессе бурения в режиме онлайн на буровой.

Для своевременного выявления аварийных ситуаций и технологических осложнений, а также для уточнения границ литолого-петрографических разностей пород были решены следующие задачи: проведена переинтерпретация данных геолого-технологических и геолого-геохимических исследований, а именно: просмотрены временные диаграммы, суточные сводки, журнал оператора, фиксирующий все особенности проходки скважины на буровой, журнал выданных рекомендаций. Просмотрен и переописан шлам из проблемных интервалов, выявленных после просмотра временных диаграмм. На основании полученных данных составлен альбом аварийных ситуаций и технологических осложнений (рис 1). Одновременно была проведена работа по оценке качества шлама (визуально оценен общий вид шлама: расситовка, отсутствие посторонних примесей, отмытость, упаковка, отсутствие повторяемости в процентном соотношении с выше и нижележащими интервалами в пределах не более двух проб (4 метра), синхронность и повторяемость на петромагнитных кривых).

Необходимость составления журнала аварийных ситуаций и технологических осложнений по временным диаграммам службы геолого-технологических исследований была вызвана прежде всего тем, что не каждое нарушение нормального процесса строительства скважины требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения. Осложнения, не связанные с перерывом в процессе проходки скважины, в большинстве своем не документируются в полевой и отчетной документации службы геолого-технологических исследований, но способны повлиять на качество и количество шлама, а, следовательно, и на результаты работы.



Параллельно с литологическим описанием шлама, проводились замеры петромагнитных параметров: измерялась магнитная восприимчивость (каппаметрия) и магнитная восприимчивость после нагрева образцов до 500 градусов (термокаппа). Справочная информация: магнитные свойства пород определяются количественными соотношениями ферро-, пара- и диамагнитных минералов. Магнитная восприимчивость в слабомагнитных породах в первую очередь зависит от состава и количественных соотношений парамагнитных и диамагнитных компонентов. Магнитные свойства осадочных отложений контролируются сложными соотношениями факторов, связанных со спецификой осадконакопления. Данный аспект позволяет рассматривать совокупности горных пород, выделенных по общности численных магнитных характеристик, как специфическую разновидность лито- или ритмостратиграфических подразделений. После изменения естественного магнитного состояния образцов породы воздействием высокими температурами и сильными магнитными полями в ряде случаев можно обнаружить заметную дифференциацию по ряду искусственных параметров в литологически- и магнитооднородных толщах пород с близкими значениями остаточной намагниченности и магнитной восприимчивости. Вариации магнитной восприимчивости по разрезу до и после нагрева образцов породы создают предпосылки для дополнительного выделения литологических разностей пород, выявления новых корреляционных реперов и определения интервалов с повышенными концентрациями тонкодисперсных сульфидов железа, которые, как правило, связаны с обогащением первичного осадка органическим веществом. Таким образом, в результате петромагнитного изучения кернового материала и шлама возможно получить важную дополнительную информацию, что является полезным дополнением к стандартной процедуре геолого-технологических исследований [1].



Рис 1. Шлам неизменной породы пласта А4 башкирского яруса. Известняк серого с бурым иногда светло-кремовым оттенком, цвета, биосфероагрегатный (частично псевдооолитовый) мелкозернистый пористый, средней крепости.

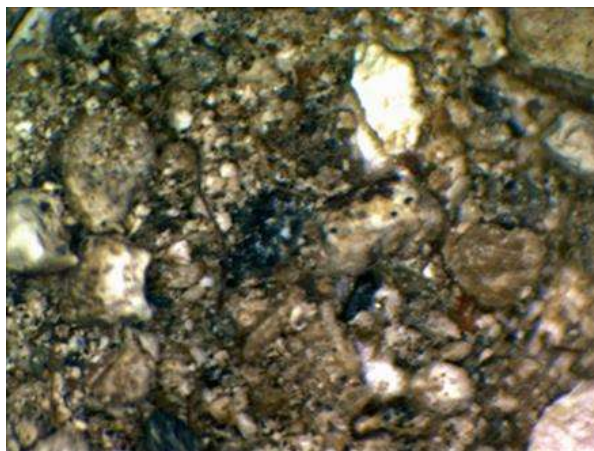


Рис 2. - Шлам из зоны перерыва в осадконакоплении: шлам сильно измельчен, карбонатные породы выветрены, отмечается увеличение концентраций стойких к выветриванию минералов (кремнистых стяжений, лимонита, гетита), развита сульфатизация

Петромагнитные исследования каменного материала (керна и шлама), ставшие уже классическим дополнением литолого-фациальной методики описания шлама, проводятся с целью совершенствования методов детального расчленения, корреляции продуктивных пластов, уточнения границ стратиграфических подразделений, выяснения особенностей осадконакопления и определения насыщения пород. Признаками наличия зон перерывов в осадконакоплении является, прежде всего, резкое кратковременное увеличение скорости проходки (при постоянной нагрузке на долото и отсутствия смены литологии). Одновременно с этим признаком, как правило, меняется размер шлама и его форма. Размер шлама может меняться как в сторону укрупнения, например, в карбонатных породах при наличии зоны трещиноватости, по которой развито окремнение или доломитизация, так и измельчение, свидетельствующее о разрушении породы. Форма обломков меняется в зависимости от породы, важно смотреть и сравнивать форму обломков неизменной породы и вышележащей, принадлежащей зоне перерыва. Например, в трещиноватой зоне известняков пласта А4 башкирского яруса форма обломков удлиненно-уплощенная, резкая угловатая, тогда, как ниже по разрезу она объемно изометричная.

Ценность работы сложно переоценить потому, что, возможно, она не имеет сильной научной составляющей, но практическую значимость имеет безусловно. Сопоставив между собой данные по уже проведенным исследованиям, мы выяснили, что технологические осложнения приурочены, как правило, к зонам перерывов в осадконакоплении, которые можно узнавать по шламу и керну. Технологические осложнения совпадают с границами петромагнитных ритмов, могут быть приурочены к зонам водо-нефтяного контакта и в подавляющем большинстве случаев, совпадают с границами стратиграфических подразделений.

В качестве перспектив направлений дальнейших исследований планируется доработка методики проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама, позволяющая проводить петромагнитные замеры в режиме реального времени online на буровой, это позволит выделять технологические



осложнения в процессе бурения, а не постфактум через несколько месяцев после обработки материала.

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А. Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты) // Бюл. МОИП. Отд. геол., вып.1. Т.70. 1995. С.32-41.
2. Гужиков А.Ю., Маникин А.Г., Коновалов А.Н., Коновалова А.А.. Опыт использования петромагнитных характеристик при литологических исследованиях шлама верейского горизонта Ново-Киевского месторождения (Самарская область)// Каротажник. Тверь 2015., вып 6 (252). С. 24-37.
3. Гужиков А.Ю. Молостовский Э.А. 1995. Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты). Бюллетень Московского Общества Испытателей Природы, отдел геологический. Москва, т.70, вып.1. с.32-41.

### **СОВРЕМЕННЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КЕРНА НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

*Ю.О. Павлович*

*ТомскНИПИнефть  
г.Томск, Россия*

Данная работа основывается на анализе результатов, полученных при круговом сканировании керна (установка CoreScan III, DTM, Германия), на данный момент, являющегося пилотным и уникальным в периметре Компании.

Принципиальное устройство установки по круговому сканированию заключается в следующем: на массивном основании закреплены два вращающихся в одном направлении продольных валика, в верхней части зеркало через которое передается изображение, высокоразрешающая камера, система переключения режимов съемки. При вращении керна на продольных валиках происходит проворачивание керна вокруг собственной оси на 360°, при этом камера, в процессе непрерывной съемки, делает развернутую фотографию всей поверхности керна. В дальнейшем возможности специализированного программного обеспечения позволяют создавать 3D модели керновой колонки из полученного материала.

В современном ритме интенсивного развития новых направлений по изучению трудноизвлекаемых запасов давно назрела необходимость получения развернутого изображения керна высокого качества для сопоставления с результатами микроимджеров, записанных по стволу скважины, а также получения количественных характеристик основных фильтрующих элементов трещиноватых коллекторов. Ранее потребность получения круговых снимков керна пытались закрыть выполняя поэтапное фотографирование поверхности керновой колонки через определенный угол поворота (как правило 90°), и последующим сшиванием снимков в одно целое. Однако, множественные краевые эффекты между соседними

снимками создавали «шумовые фотодефекты», не позволяли грамотно выполнять интерпретацию и анализ трещиноватости. Новая методика фотографирования имеет очевидное превосходство, как над обычным фотографированием только с одного ракурса, так и над фото, сшитым из фотографий провернутого через какой-либо определенный угол керна, так как дает наиболее полную визуальную информацию о керне. При этом, качество снимков стало гораздо выше, скорость работы быстрее, а также появилась возможность получать количественные характеристики основных структурных элементов.

Одной из задач было разработать методику по работе с оборудованием и оценке трещиноватости, в ходе решения которой выделили следующие шаги

### 1. Подготовка установки к работе и запуск;

Для адекватной работы и уменьшения вероятности брака и поломки прибора, после включения, ему необходимо дать прогреться. Помимо этого, к установке подсоединяется ноутбук с программой, управляющей процессом сканирования. В зависимости от типа сканирования, устанавливается положение камеры и снимается крышка с площадки сканирования, позволяя воспользоваться валами, также снимается крышка объектива. В данный этап также входят внесение в программу данных о керне, замер диаметра, выставление соответствующего ему фокусного расстояния на установке.

### 2. Проведение сканирования с первичной оценкой трещиноватости;

Порядок работы, как в принципе и сам данный этап именно с первичной оценкой трещиноватости, является прямым результатом проведения экспериментов по оптимизации работы. В этот этап входят укладка керна, которая в свою очередь сопровождается описанием каждой трещины по ряду характеристик, которые либо нельзя получить в рамках последующего описания непосредственно по результатам кругового сканирования, либо их достоверность на основе этого описания в программе носит спорный характер.

Далее выполняется фиксация, стабилизация керна, для получения более качественного скана. Затем запускается непосредственно процесс сканирования. В результате которого получаем скан-развертку керна и сопутствующие данные (глубина, номер коробки, интервалы, примечания).

### 3. Обработка полученных данных;

В ходе этой операции осуществляется перенос данных на ПК, содержащий специализированную программу. В процессе обработки осуществляется ряд графических преобразований, в том числе определение границ секционного деления керна, обрезание лишних фрагментов по этим границам, помимо этого, секции керна состыкуются по глубине и ориентации, образуют единую колонку. Затем вся графическая информация на этот момент выполнения исследования выводится и сохраняется.

### 4. Оценка трещиноватости по снимкам, полученным в результате кругового сканирования;

По данным объединенным в результате прошлого этапа исследования работ сначала выполняется отрисовка элементов, которые впоследствии будут охарактеризованы. После того, как все видимые элементы были нанесены, то начинается описание каждой трещины по ряду признаков, в их числе:

- Относительный возраст трещины;
- Группировка;
- Морфологическая характеристика;

- Тип трещины.

Также идет привязка к номеру соответствующего скана и при необходимости указываются примечания.

5. Финальные расчеты, приведение результатов к итоговому виду.

Непосредственно после этого необходимо экспортировать все результаты в формате, который позволит провести расчет, а также будет удобен для перевода в отчетную таблицу, представленную заказчиками. В связи с этим, экспортируем данные по элементам в табличном формате, попутно экспортируя изображения с включенным отображением элементов.

Попутно с разработкой новой методики работ, необходимо было удостовериться в кондиционности получаемых данных. В связи с чем была проведена оценка сходимости данных после исследования с применением комплекса оборудования CoreScan3 и данными, полученными в ходе ручной оценки трещиноватости непосредственно на керне.

Для проверки данных были взяты данные по двум скважинам (далее скв.1 и скв.2). Общее количество элементов, по которым проводилась проверка кондиционности, в сумме составило 1787 по результатам оценки трещиноватости при помощи комплекса оборудования CoreScan 3 и 1750 по результатам «ручной» оценки. Таким образом по CoreScan 3 на скв.1 приходится 793 элемента и на скв.2 994 элемента, а по результатам «ручной» оценки 814 и 936 соответственно. На первый взгляд, уже на данном этапе можно говорить о хорошем соответствии друг другу двух массивов данных, хотя бы по количеству.

Результатом проверки сходимости данных стали соответствующие друг другу 552 элемента по скв.1 (70% от общего числа по данным CoreScan3) и 692 элемента по скв.2 (70% от общего числа по данным CoreScan). На основе полученной выборки совпадающих элементов, был проведен первичный анализ, с построением графиков представлены на рисунках 1 и 2.

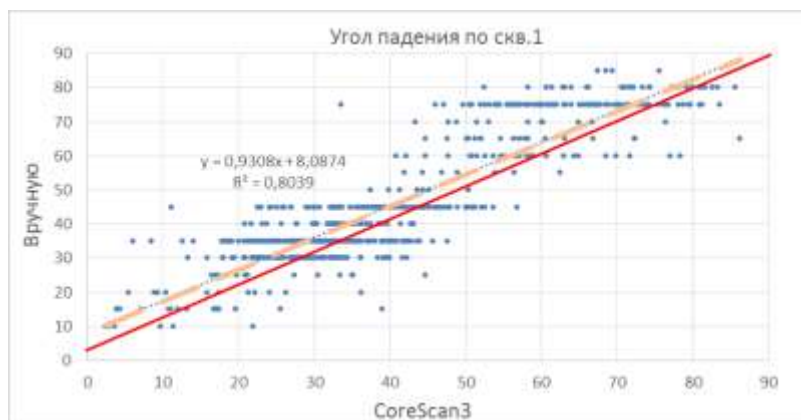


Рисунок 1 – График соответствия углов падения по результатам трещинометрии скв.1



Рисунок 2 – График соответствия углов падения по результатам трещинометрии скв.2

Для более подробного анализа ситуации были рассмотрены распределения непосредственно по значениям разницы углов ( $\Delta$  углов), а также азимутов ( $\Delta$  азимутов), полученных описанными выше методами.

Подводя итог вышеперечисленным действиям можно сказать, что большинство значений имеют хорошую сходимость как по углам, так и по азимутам падения.

В завершении доклада отмечается экономически выгодные трудозатраты прибора, а так же сходимость данных трещинометрии с данными ГИС.

В выводах стоит отметить расширение возможностей визуализации керновой колонки для решения вопросов геологоразведочных работ, моделировании месторождения.

По результатам выполненных, на сегодняшний день, работ имеются положительные отзывы от Заказчика и курирующего разработку месторождений, КНИПИ.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руководство Пользователя «Программа CoreBase3»//Эссен. – 2016
2. Положение компании «Исследование керна» от 23 авг. 2017//Москва – 2017

# **БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**О ДИНАМИКЕ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД И ПОВЫШЕНИИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СО СТАЛЬНЫМИ ЗУБЬЯМИ ШАРОШЕК**

*Р.М. Богомолов<sup>1</sup>, Г.С. Мозговой<sup>2</sup>*

*доктор технических наук, профессор, профессор<sup>1</sup>;  
старший преподаватель<sup>2</sup>*

*кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского  
государственного технического университета (СамГТУ)*

*Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье приводятся результаты исследований авторов, касающихся перспективных направлений дальнейшего развития вариантов фрезерованного вооружения шарошечных долот одновременно по двум взаимозависимым направлениям - с точки зрения динамики разрушения пород, а также износостойкости зубьев при бурении.

Шарошечные долота с фрезерованным вооружением шарошек, появившиеся в начале двадцатого века, играли долгое время основную роль в бурении, до появления в 1950-х годах прошлого века долот со вставным штыревым твердосплавным вооружением шарошек. И сегодня, даже несмотря на появление новых типов буровых долот, в том числе уникальных бесшарошечных алмазных долот PDC, они способствуют обеспечению минимальных затрат на метр бурения скважин в качестве надежного инструмента для разрушения мягких, средних, средне твердых и твердых малоабразивных пород, при различных способах бурения на нефть и газ, на воду, в геологоразведке, при карьерной добыче угля, всевозможных руд, золота, алмазов, массы других полезных ископаемых. Потребность в выпускаемых в нашей стране и за рубежом шарошечных долотах со стальными породоразрушающими зубьями, самых различных типов и размеров, исчисляется ежегодно сотнями тысяч штук. Поэтому этот тип буровых долот, наряду с другими типами бурового инструмента, постоянно нуждается в дальнейшем повышении работоспособности. Для этой цели необходимо анализировать дальнейшую перспективность использования некоторых решений, ранее уже апробированных и позволивших повышать показатели работы указанных типов буровых долот с получением значительного экономического эффекта. По разным причинам эти долота не были освоены в производстве или не нашли достаточно широкого применения в бурении скважин. К таким причинам можно отнести трудности освоения или реализации, мешавшие выполнению государственного производственного или финансового плана, необходимость новых больших затрат на освоение, отсутствие новых высокостойких материалов, сложность освоения новых технологий изготовления, отсутствие необходимого, более сложного, технологического оборудования и т.п.

Над решением проблем улучшения показателей работы, динамики и энергетики разрушения пород долотами со стальными зубьями, улучшением формы и повышением их стойкости от разрушения и истирания, интенсивности динамики разрушения породы и очистки забоя, сальникообразования и других проблем, в нашей стране, и других странах, производящих буровой инструмент, работало и

продолжает работать множество исследователей, предлагающих разные пути решения указанных проблем. Наиболее удачные решения, касающиеся этих проблем, были апробированы и запатентованы в разных странах. Количество патентов, касающихся элементов буровых долот, в том числе касающихся стальных зубьев шарошек, в мире исчисляется многими десятками. Часть разработок успешно внедрена в бурение и продолжает применяться с большим экономическим эффектом, а часть еще ждет внедрения. На их разработку, исследования и внедрение таких разработок уже затрачено много энергии, времени и средств. О части таких эффективных решений, имевших при разработке мировую новизну, разработанных, запатентованных и успешно испытанных в нашей стране, пойдет речь в настоящей статье.

**Ключевые слова:** шарошечное долото, стальные породоразрушающие зубья шарошек, удельная нагрузка на породу, форма породоразрушающей поверхности зубьев, призматические, Г – образные, Т – образные периферийные зубья, рёбра жесткости, калибрующий конус шарошки, коэффициент перекрытия забоя, динамика разрушения породы стальными зубьями.

Первое шарошечное долото появилось в 1909 году в США. Автор Говард Хьюз получил патент США на двухшарошечное долото. На двух лапах, сваренных в корпус, имевших цапфы лап с осями, направленными вниз и внутрь к оси корпуса, подвижно были закреплены конические шарошки. Наружная поверхность шарошек, оснащенная призматическими стальными зубьями, при вращении долота перекачивалась под осевой нагрузкой по плоскому забояю. Кольцевые венцы стальных зубьев на поверхности шарошек вдавливались в его поверхность и ударно – скалывающим способом разрушали породу. В верхней части корпуса долота имелась присоединительная резьба, с помощью которой долото крепилось к колонне стальных труб и осуществлялось вращение долота, частью веса колонны труб обеспечивались его осевая нагрузка и очистка забоя от разрушенной породы. Основные элементы конструкции этого двухшарошечного, а затем и трехшарошечного долота, запатентованного в 1927 году, оказались столь удачными, что уже около века продолжают использоваться в бурении, без принципиальных изменений. С годами постепенно менялись и улучшались отдельные элементы стальных породоразрушающих зубьев, применялись для их изготовления более стойкие основные и наплавочные материалы, улучшалась технология и точность выполнения самой формы зубьев, а также характер нагружения и стойкости при бурении. Все типы и размеры шарошек шарошечных долот оснащались исключительно стальными зубьями, независимо от твердости разрушаемых пород, для которых долота предназначались. До начала 1960 – х годов основные и обратные конуса шарошек всех типов и размеров долот оснащались только зубьями клиновидно-пирамидальной формы. Но периферийные венцы зубьев, наиболее отстоящие от оси долота и разрушали самую большую по площади и наиболее трудноразрушаемую зону забоя в месте перехода его поверхности в стенку скважины. При этом они испытывали дополнительно изгибающую нагрузку, значительно большую, чем призматические зубья основных конусов, а также дополнительную сдвигающую и истирающую нагрузку со стороны стенки скважины. При торцевом истирании зубьев на обратных конусах шарошек долото теряет диаметр и скважина приобретает вместо цилиндрической - коническую



форму. Новое долото, спускаемое в такую скважину после изношенного, должно проработать вначале полученную коническую часть скважины. При этом шарошки вынуждены работать не в проектируемом штатном режиме, когда зубья основных конусов передают на опору реакцию от разрушаемой породы поверхности забоя. Во время проработки получившейся конической части скважины, штатный режим работы долота исключается, нагрузку воспринимают только периферийные зубья на обратном конусе шарошек, а зубья основных конусов не касаются забоя. Сдвигаемые к центру долота шарошки быстро раскатывают тонкие, не предназначенные для такой работы под нагрузкой тонкие бурты шарикового замкового подшипника на цапфе опоры, резко увеличивая осевые люфты шарошек. За время такой проработки интервала конической части скважины, часто длиной в несколько сот метров, опоры шарошек уже до начала штатной работы долота на забое теряют значительную часть своего запланированного ресурса, досрочно выводят долото из строя, снижая показатели бурения.

Из – за этих причин, для повышения прочностных показателей и стойкости от потери диаметра при бурении, периферийные венцы стальных зубьев шарошек долот стали усиливать. В долотах для средних пород периферию шарошек начали оснащать Г – образными зубьями, а долот для твердых пород - Т - образными зубьями. Такое изменение формы периферийных зубьев за счет добавления ребер жесткости в виде боковых полок на обратных конусах шарошек, позволяло значительно увеличить их прочность на изгиб. Кроме того, это позволяло также увеличить и торцовую площадь зубьев под наплавку твердым сплавом со стороны обратных конусов шарошек, значительно повысив стойкость долота от потери диаметра. Однако, кроме решения двух вышеуказанных проблем, внедрение Г -, Т -, а затем и П – образных зубьев, создало новую проблему – снижение удельного давления на породу из – за значительного, до 40%, дополнительного увеличения контактной поверхности зубьев периферийных венцов с породой. При увеличении стойкости, это значительно снизило удельное давление под зубьями на породу в самой трудноразбуриваемой зоне перехода поверхности забоя в стенку скважины и снизило механическую скорость бурения.

Попытка решения этой возникшей проблемы в долоте [1] состояла в чередовании на периферийных венцах шарошек призматических и Т – образных зубьев. На рис. 1 представлено это решение. На этом рисунке позициями обозначены: 1 – шарошка, 2 – основной конус шарошки, 3 – обратный конус шарошки, 4 – призматический зуб периферийного венца, 5 – Т -образный зуб периферийного венца, 6 - наплавка твердым сплавом призматических зубьев на обратном конусе шарошки, 7 – наплавка твердым сплавом Т – образных зубьев.

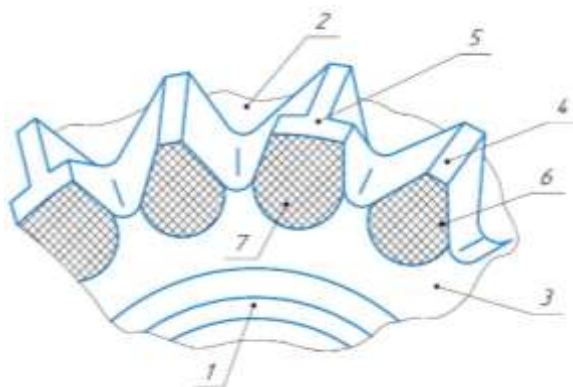


Рис. 1. - Фрагмент обратного конуса шарошки.

При бурении средних и средне – твердых пород буровые долота с чередующимися периферийными зубьями обеспечили увеличение механической скорости бурения и проходки за счет последовательного комбинированного воздействия на породу забоя призматических зубьев с повышенным удельным давлением и Т – образных зубьев с пониженным удельным давлением, но с повышенной прочностью и повышенной защитой наплавкой твердым сплавом со стороны обратного конуса шарошки. Однако, при встрече с более твердыми пропластками призматические зубья продолжали ломаться под корень - из – за их недостаточно высокой прочности на изгиб, а обратные поверхности у таких зубьев шарошек ускоренно изнашивались из – за малой площади твердосплавной наплавки. С целью использования преимуществ и устранения недостатков обоих типов зубьев периферийного фрезерованного вооружения шарошек была разработана новая конструкция долота для бурения средних и твердых малоабразивных пород [2].

В этой конструкции долота предусмотрено сохранение преимущества призматического зуба – минимальная площадь притупления со стороны забоя, обеспечивающая высокое удельное давление на породу с высокой механической скоростью бурения, а также все преимущества Т – образного зуба – высокую прочность при изгибе за счет упрочняющих ребер жесткости и большой площади наплавленного слоя твердого сплава на тыльной части зубьев, сохраняющей долото от потери диаметра. На рис. 2а и 2б показана предлагаемая форма зуба, где позициями обозначены: 1 – призматическая часть, 2 – поверхность притупления, 3 - ребра жесткости, 4 – поверхность зуба на обратном конусе шарошки наплавленная твердым сплавом, буквой «в» обозначена разница в уровне поверхности притупления призматической части и поверхности двух боковых ребер жесткости. Средняя величина углубления долота за один оборот при различных режимах бурения исчисляется лишь долями миллиметра. Если приподнять поверхность притупления на призматической части зуба 1 на 2 мм. выше поверхности притупления ребер жесткости 2, то можно полностью исключить их контакт с поверхностью породы на забое во время бурения.

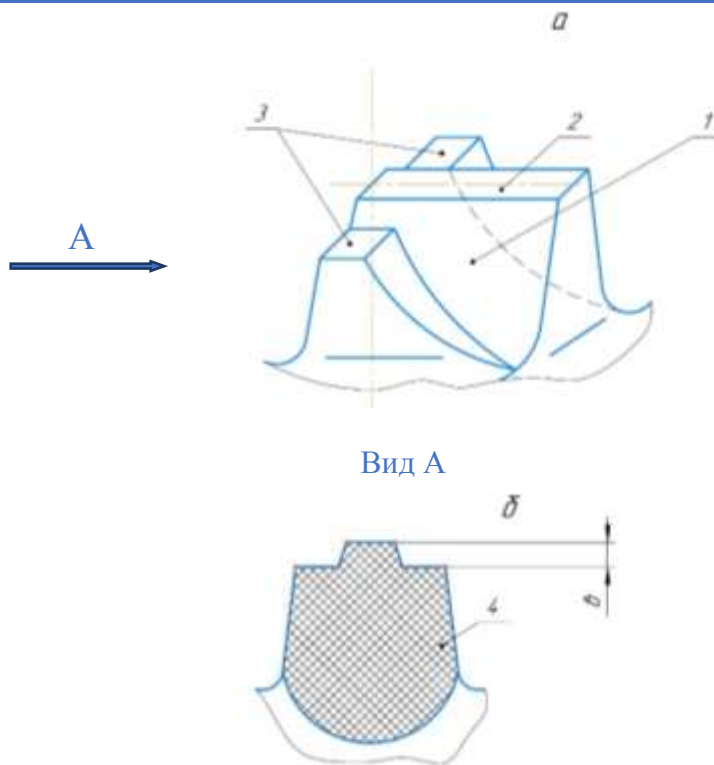


Рис. 2. - Предлагаемая форма периферийных зубьев.

Это позволяет значительно повысить удельное давление под площадью контакта призматической части предлагаемых зубьев, а значит позволяет повышать и механическую скорость бурения. При таком небольшом размере ступеньки предлагаемый зуб практически равнопрочен традиционному Т – образному зубу по изгибающей нагрузке и по стойкости наплавленной твердым сплавом поверхности истирания обратных конусов шарошек. Это в сумме обеспечило повышение механической скорости бурения, стойкости и общих показателей работы долота.

Далее проблемы повышения средней механической скорости бурения, связанную с изменением величины удельного давления фрезерованных зубьев шарошек на породу забоя разработки новых конструкций долот пытались решить по нескольким направлениям.

В долоте [3], как и в предыдущей конструкции долота, использован метод чередования зубьев различной конфигурации. Площадки притупления призматических зубьев венца шарошки выполнены в виде чередующихся равнобедренных трапеций, как показано на рис.3. Соседние зубья одного венца имеют на концах чередующиеся трапецеидальные площадки притупления, то с уменьшенным, то с увеличенным основанием. Трапецеидальные площадки притупления развернуты на венце на 180 градусов по отношению друг к другу.

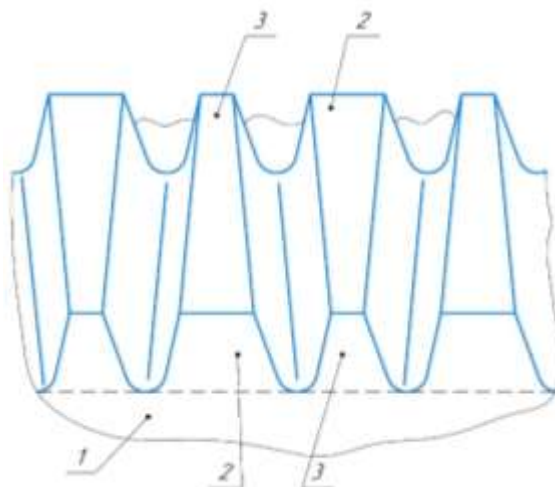


Рис. 3. - Фрагмент венца шарошки с чередованием зубьев с разной величиной притупления на противоположных концах.

На этом рисунке позициями обозначены: 1 – межвенцовая поверхность шарошки, 2 – сторона зуба с увеличенным основанием пирамиды притупления, 3 – сторона зуба с уменьшенным основанием пирамиды притупления. Такое чередование зубьев возможно располагать не только на периферийных, но и на венцах основных конусов шарошек. Под зоной зубьев с кратно меньшим притуплением глубина внедрения больше, из – за более высокого удельного давления на породу. Под зоной с кратно большим притуплением глубина внедрения меньше, но больше ширина лунки внедрения. Происходит раздавливание краев на узких лунках, образованных от зубьев с меньшим притуплением. При этом уменьшается рейка на забое, а механическая скорость бурения возрастает.

Другой вариант долота с фрезерованными зубьями шарошек [4] предусматривает выполнение площадок притупления призматических зубьев переменной длины по всей окружности венца на шарошке, как показано на рис. 4. На этом рисунке позициями обозначены: 1 - лапа долота, 2 – обратный конус шарошки, 3 – венец призматических зубьев переменной длины, 4 – зуб минимальной длины, 5 – зуб максимальной длины.

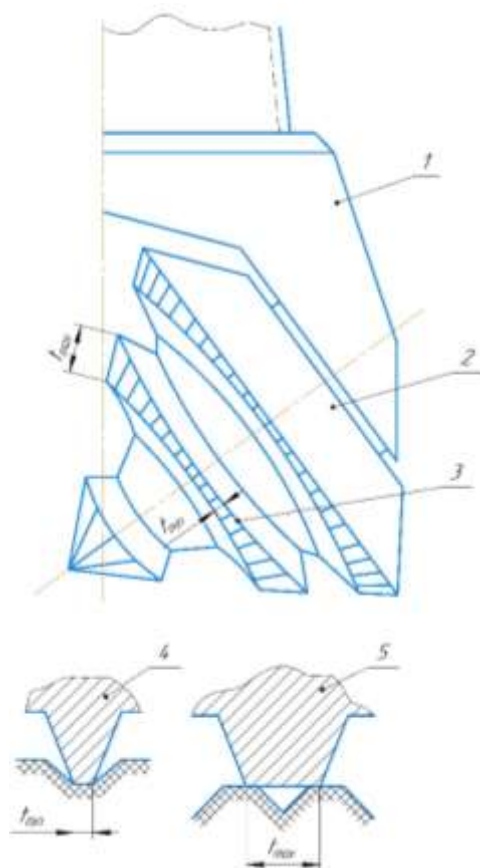


Рис. 4. - Долото с фрезерованными зубьями разной длины на венце шарошки.

Чередование вдавливания в породу забоя от венцов зубьев с разной длиной и разной площадью притупления позволяет образовывать на забое при их перекатывании лунки разной глубины и площади, а также раздавливать края лунок, образующихся от зубьев минимальной длины. При этом уменьшается возможность возникновения рейки на забое, а механическая скорость возрастает.

Следующий вариант интенсификации разрушения породы стальными зубьями [5] состоит в следующем. Призматические фрезерованные зубья шарошки бурового долота имеют впадины на боковых гранях по обе стороны породоразрушающей кромки, расположенные у противоположных концов зуба, как показано на рис. 5. Оставшиеся накрест лежащие поверхности зуба выполняют роль широких ребер жесткости. На рисунке позициями обозначены: 1 – лапа долота, 2 – шарошка, 3 – стальной зуб, 4 – площадь притупления зуба, 5 – впадины у противоположных концов зуба.

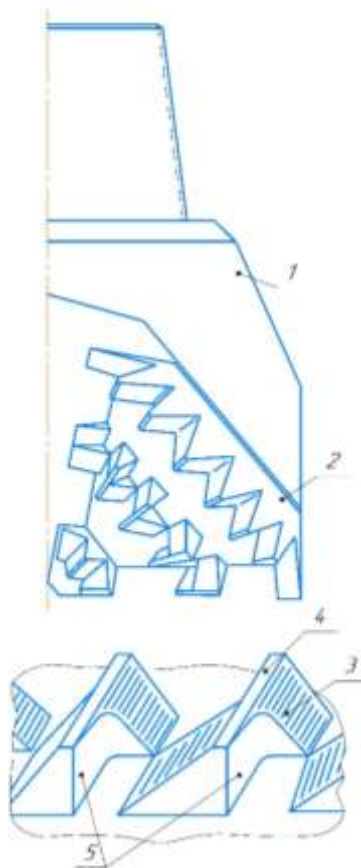


Рис. 5. - Долото с фрезерованными зубьями, имеющими боковые впадины.

Ширина впадины не превышает половины длины породоразрушающей кромки и не заходит за границу площадки притупления. Это позволяет, практически без снижения прочности зуба, значительно уменьшить темп увеличения площади сечения при наружном износе его контактной поверхности с забоем при бурении, дольше сохранить повышенное удельное давление на породу, а значит повышать механическую скорость бурения.

Другой вариант повышения производительности работы шарошки долота с фрезерованными зубьями [6] касается улучшения очистки забоя от шлама. Вооружение шарошек представлено призматическими продольными стальными зубьями и наклонными перемычками, выполненными под острым углом к образующим конусам шарошки, как показано на рис. 6. На этом рисунке позициями обозначены: 1 – призматические зубья, 2 – поверхности притупления зубьев, 3 – наклонные перемычки между зубьями, 4 – следы работы пальцевых фрез у торца призматического зуба.

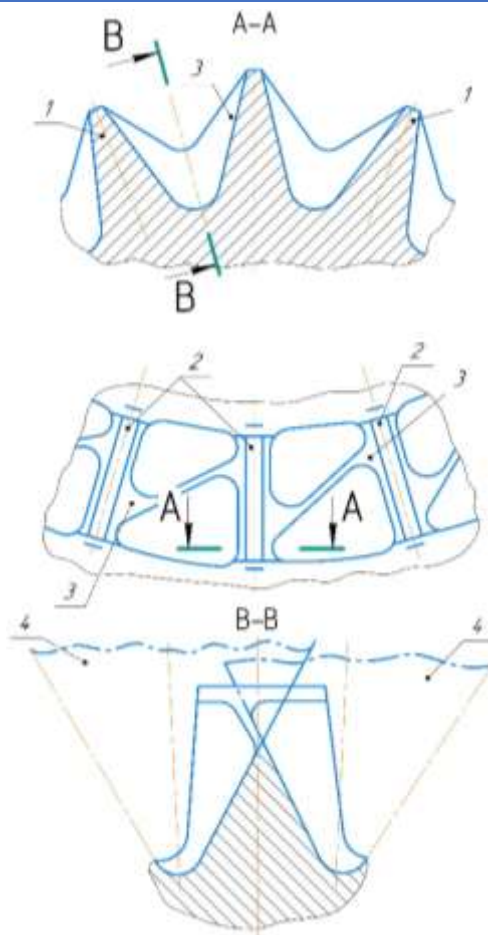


Рис. 6. - Фрезерованные зубья на венцах шарошек с наклонными остроугольными перемычками.

Наклонные перемычки при вращении шарошек на забое создают дополнительные потоки промывочной жидкости вдоль поверхности забоя, улучшая его очистку. Наличие консольных перемычек так же резко увеличивает прочность зубьев. Указанные признаки способствует повышению стойкости вооружения и повышению механической скорости бурения.

Следующий вариант повышения эффективности работы шарошки долота с фрезерованным вооружением шарошек касается повышения механической скорости при бурении вязких и липких пород [7]. Шарошка этого долота включает вооружение в виде призматических фрезерованных зубьев с поперечными остроугольными антисальниковыми перемычками, плавно примыкающими к боковой поверхности зубьев и ко дну межвенцовых канавок, как показано на рис. 7а и 7б. На рисунке 7а позициями обозначены: 1 – межвенцовая канавка, 2 – фрезерованные зубья, 3 - поперечные перемычки. На рис. 7б обозначены: 4 – боковые поверхности перемычек, 5 – вершина перемычки, 1 – длина площадки притупления зуба, h – высота перемычки.



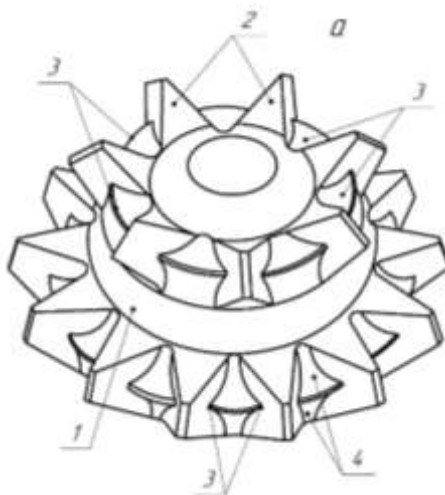


Рис. 7а – Шарошка с антисальниковой остроугольной перемычкой между зубьями;

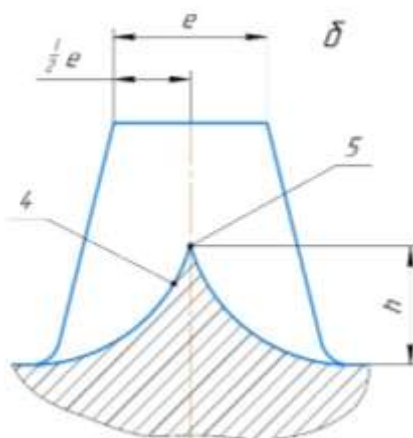


Рис. 7б – Фрагмент зуба с поперечным сечением перемычки.

Вершины 5 перемычек высотой  $h$ , расположенные в середине длины зубьев, отстоят от дна межвенцовых канавок на 30 – 55% высоты призматических зубьев, это обеспечивает возможность беспрепятственной очистки от шлама при промывке забоя. Форма сечения перемычек в плоскости их симметрии межвенцовых канавок представлена в виде острого угла с прямолинейными или криволинейными сторонами. Наличие перемычек в виде дополнительных ребер жесткости позволяет уменьшить углы приострения зубьев без опасения их слома под корень при циклических изгибающих напряжениях, при этом так же значительно увеличить величину вылета зубьев над телом шарошки так же без опасения их слома.. А главное, наличие остроугольных перемычек обеспечивает при встрече шарошки с вязкими и липкими пропластками принудительное выталкивание каждой новой порций вязкой породы по их гладким поверхностям острого угла, не допуская прилипания шлама к зубьям и образования на них сплошного «асфальтового катка» из прилипшей породы, препятствующего бурению. Это позволилократно повысить показатели работы долот, особенно в горизонтах с вязкой породой.

Другой вариант долота с улучшенными стальными зубьями шарошек [8] касается уменьшения возможности возникновения рейки на забое, снижающей механическую скорость бурения. В этом долоте зубья шарошек на каждом венце расположены группами, с разными углами наклона для каждой группы относительно образующей конусов шарошки. Зубья каждой группы на венце противоположно ориентированы под углом  $15 - 45$  градусов к образующей шарошки, причем группы с увеличенным шагом чередуются с группами зубьев с уменьшенным шагом на венце, как показано на рис 8.

На этом рисунке позицией 1 обозначена шарошка с различными шагами  $l_1, l_2, l_3, l_4$  зубьев и разными углами наклона  $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$  на соседних венцах групп зубьев. При вращении шарошки из – за различной ориентации зубьев изменяются углы встречи с забоем, уменьшается износ зубьев, поскольку выступы между лунками, образованными зубьями одной части окружности перекрываются лунками от зубьев другой части окружности зубьев. Кроме улучшения динамики разрушения породы это резко снижает возможность образования рейки на забое и повышает механическую скорость бурения.

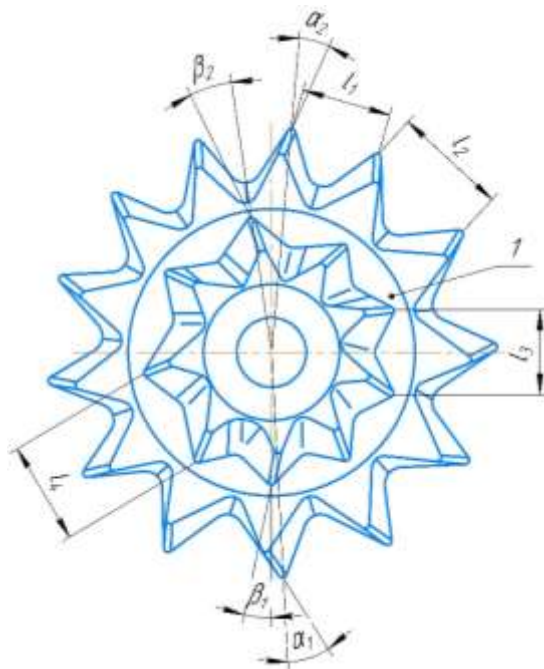


Рис.8. - Шарошка с различными шагами стальных зубьев и углами их наклона у соседних групп на одном венце.

Следующий вариант долота - с модернизированным стальным косозубым вооружением шарошек [9]. Оснащение шарошек таким видом вооружения, предназначенным для бурения средних и средне твердых пород, обеспечивает при вращении долота внедрение зубьев в породу, подобно долотам с прямозубым вооружением, однако одновременно при этом косозубое вооружение обеспечивает ряд преимуществ – вдоль наклоненной под острым углом встречной поверхности стального зуба дополнительно возникает тангенциальная составляющая

параллелограмма сил, срезающая и механически эвакуирующая шлам в сторону от направления кольцевого движения зуба. Каждый зуб выполненный в виде фрагмента винта, действует как миниатюрный шнек, обеспечивающий фрезерующую очистку забоя от шлама методом сдвига, о преимуществах которого было сказано выше. Кроме того, косозубая форма обеспечивает повышение качества очистки забоя за счет изменения направления потоков промывочной жидкости вдоль его поверхности.

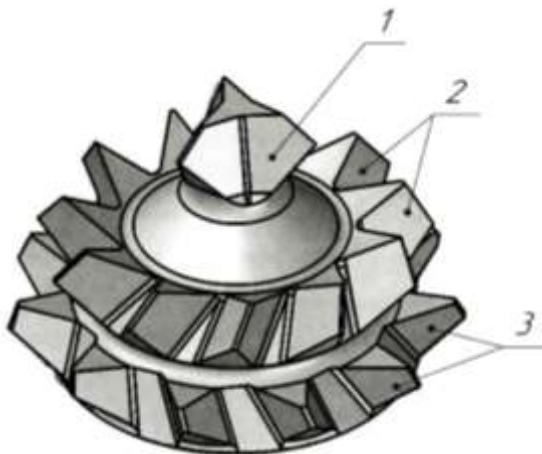


Рис. 9. - Шарошка с косозубым вооружением венцов.

Шарошка с косозубым вооружением показана на рис. 9, где позициями обозначены: 1 – вершина шарошки, 2 – венец зубьев с наклоном в сторону вращения долота, 3 – венец зубьев с наклоном в противоположную сторону. При перекатывании шарошек по забою косозубое вооружение входит в контакт с забоем и нагружается не разом, а постепенно, перемещаясь по кольцу под углом к поверхности забоя, а потому более стойко от встречной с забоем ударной изгибающей нагрузки, по сравнению с прямозубым вооружением шарошек, контактирующего с поверхностью забоя ударно, сразу всей длиной режущей кромки. Это позволяет, кроме улучшения динамики разрушения породы, повысить стойкость вооружения и механическую скорость бурения. Указанные признаки свидетельствуют о перспективности применения долот с косозубым вооружением.

Следующий вариант перспективного долота с вооружением в виде венцов со стальными зубьями на шарошках [10] разработан для бурения вязких трудно разбураемых абразивных пород, при бурении которых на забое быстро образуются и растут непоражаемые «воротники» неразрушенной породы. Это снижает механическую скорость бурения и способствует скалыванию и истиранию каленых вершин зубьев по торцам и тела шарошек. Для борьбы с такими воротниками разработана конструкция вооружения с коэффициентом перекрытия забоя равным единице, без уменьшения при этом минимальных гарантированных зазоров между соседними самоочищающимися шарошками.

На рис. 10а и 10б показаны развертка схемы самоочистки зубьев трёх шарошек и схема последовательного наложения длин зубьев всех трёх шарошек на

условный контур их образующей, характеризующий степень полноты перекрытия радиуса забоя. На рисунке 10а позициями обозначены: 1 – контур шарошки 1, 2 – контур шарошки 2, 3 – контур шарошки 3, 4 – торцовые грани зубьев, 5 – поверхности притупления зубьев, расположенные наклонно под острым углом - поднутрением «а» к поверхности притупления 4 этих же зубьев, 6 – установленный гарантированный зазор «в» между зубьями соседних шарошек, необходимый для обеспечения бесконтактного вращения по забою.

На рисунке 10б обозначены: последовательно наложенные на образующие шарошки следы – 7 - от длины зубьев первой шарошки, начиная от её вершины до её торца на образующих конусов А1, В1, С1; 8 – след от длины зубьев второй шарошки на её образующих – А2, В2, С2; 9 – след от длины зубьев третьей шарошки на её образующих – А3, В3, С3; 10 – суммарное последовательное наложение друг за другом по радиусу долота следов длин зубьев всех трех шарошек на теоретическую общую образующую шарошки, от линии оси долота до линии стенки скважины.

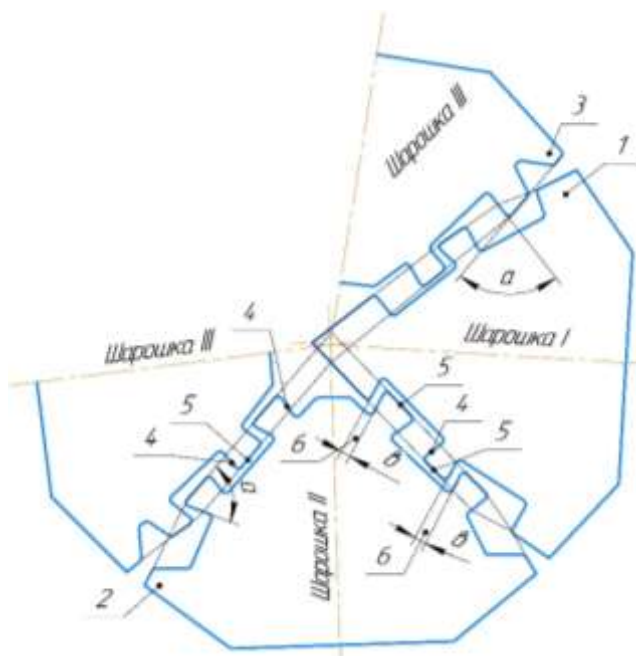


Рис. 10а – Схема вооружения самоочищающихся шарошек с коэффициентом перекрытия забоя равным единице;

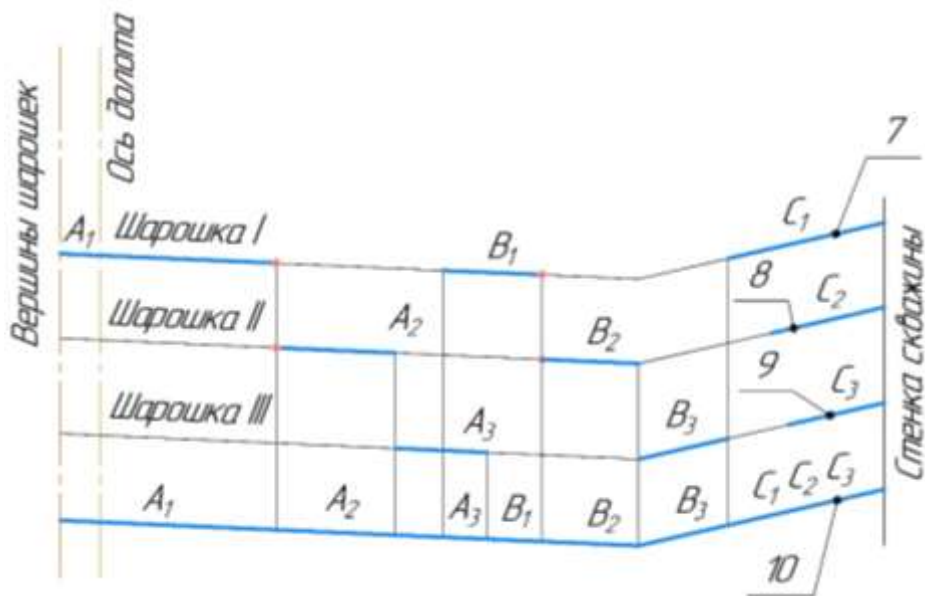


Рис. 10б Суммарное последовательное наложение длин следов зубьев всех трёх шарошек на теоретическую общую образующую шарошки.

Позиция 10 на рис. 10б, в виде непрерывной линии свидетельствует о 100% перекрытии проектного радиуса забоя ( коэффициент перекрытия забоя равен единице), при сохранении гарантированного зазора «в», необходимого для обеспечения бесконтактного вращения соседних шарошек. Это гарантирует при бурении полное отсутствие на забое возникновения непоражаемых «воротников». Испытания опытных образцов долот при бурении вязких трудно разбуриваемых абразивных пород подтвердили значительное повышение стойкости и работоспособности предложенной схемы перекрытия забоя.

Однако, промышленные испытания образцов долот с нулевыми воротниками выявили другую проблему. Острые кромки у вершин поднутренных нависающих торцовых граней зубьев при бурении начинали быстро скалываться. Это обусловливается и самой остроугольной формой вершины и тем, что она в большей степени охрупчивается из – за сквозного насыщения углеродом во время химико-термической обработки и закалки, чем традиционная прямоугольная ненависающая форма торца зуба. Поэтому во время бурения нависающая остроугольная раньше начинает выкрашиваться и преждевременно выводить остальную часть зуба из строя. Это снижает время и показатели работы долота на забое.

Решение этой проблемы представлено в конструкции бурового долота [11]. В этом долоте острые кромки фрезерованных зубьев с торцовыми гранями, выполненными с поднутрением, наклонно под острым углом «а» к поверхности притупления этих зубьев, как в предыдущем долоте, значительно упрочнены за счет ушерения концов поверхностей притупления.

На рис. 11а и 11б показана такая усиленная конструкция фрезерованного зуба шарошки для долота с коэффициентом перекрытия забоя равным единице.

На рисунке 11а позициями обозначены: 1 – тело зуба, 2 – дно межзубцовой канавки. Буквами обозначены: А – площадка притупления зуба, Б – наклонная к ней под острым углом торцевая упрочненная консольная поверхность, В – плоскость перпендикулярная к основанию зуба определяющая границу консольной части Б с уширением, нависающим над корнем зуба. Поверхности А и Б соединены плавным переходом Г и Д. По бокам предлагаемые зубья ограничены поверхностями Е.

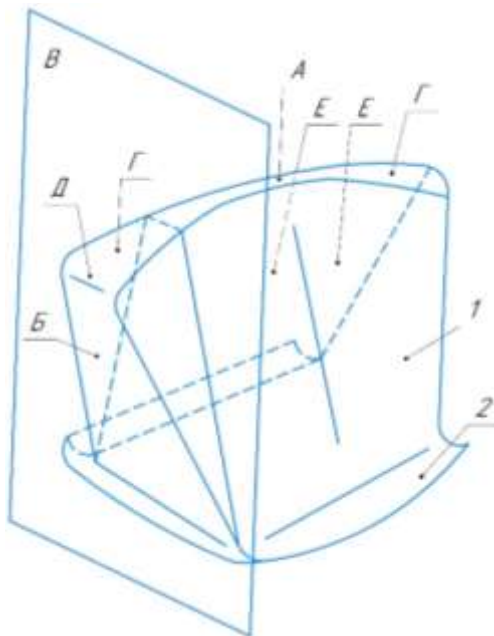


Рис. 11а. Конструкция зуба для долота с коэффициентом перекрытия забоя равным единице.

Для сохранения неизменной величины площади контакта с забоем, а значит сохранению неизменного удельного давления на породу забоя, подобно аналогичному традиционному призматическому зубу, средняя часть притупления предлагаемого зуба сужена с обеих сторон без уменьшения его прочности на изгиб, а уширенные консольные части становятся своего рода ребрами жесткости, служащими для общего упрочнения зубьев. Поверхность притупления может быть выполнена по любому из трёх вариантов, показанных на рис. 11 б. Такая конструкция зубьев обеспечила повышение прочности и надежности работы фрезерованных зубьев шарошек при бурении трудно разбуриваемых вязких абразивных пород, без образования «воротников» на забое, с повышением механической скорости и проходки, хотя и несколько усложнила технологию фрезерования отдельных зубьев.



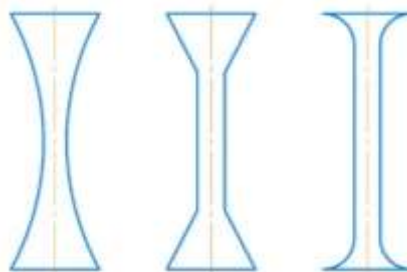


Рис. 116. Варианты суженой части поверхности притупления зубьев.

Следующий вариант долота с фрезерованным вооружением шарошек [12], вновь касается проблемы повышения интенсивности разрушения самой трудной зоны забоя – перехода от плоской его поверхности в стенку скважины. С этой целью калибрующие венцы всех трех шарошек выполнены сплошными, в виде диска, с поперечным сечением в виде острого угла, как показано на рис. 12.

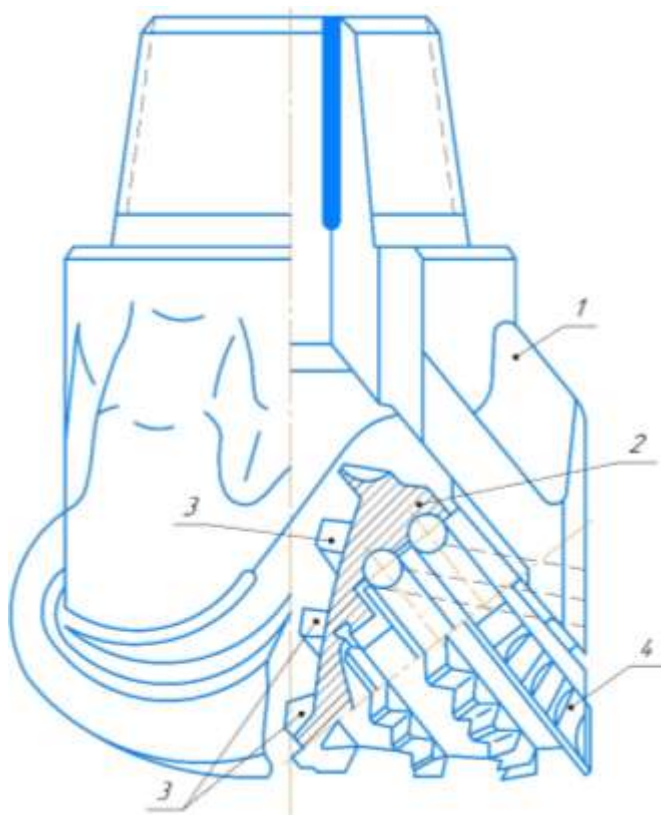


Рис.12. - Долото с усиленной дисковой защитой диаметра долота.

На этом рисунке позициями обозначены: 1 – лапы долота, 2 – шарошки, 3 - фрезерованные зубья основных конусов шарошек, 4 – обратный конус шарошек. Обратный конус выполнен в виде непрерывного диска. Стендовые и промысловые

испытания образцов долот с указанными сплошными дисковыми венцами на периферии показали, что при работе на забое меняется динамика разрушения породы. Под контактирующими с забоем вершинами дисков непрерывно образуется и постоянно углубляется общая вертикальная кольцевая трещина, являющаяся как бы продолжением кольцевой поверхности контакта, отделяющая круглую площадь забоя от массива окружающей породы. Такая трещина возникает за счет создания постоянного концентрированного на периферийном кольцевом участке высокого удельного давления под каждым из трех вершин заостренных дисков. Непрерывно углубляющаяся кольцевая трещина способствует успешному разрушению не только вышеуказанной трудной зоны перехода двух поверхностей, но превращает всю внутреннюю поверхность забоя в своего рода большой керн, отделенный от массива стенки скважины, а потому легче разрушаемой внутренними зубьями венцов шарошек. Кроме того, сплошная поверхность обратных конусов, наплавляемая твердым сплавом по всей максимальной непрерывной поверхности, обладает значительно большей прочностью и стойкостью от потери долотом диаметра. Указанные признаки резко увеличивают стойкость, механическую скорость бурения и проходку долота, а значит повышают эффективность бурения.

В развитие идеи этого перспективного варианта было разработано другое долото с вооружением шарошек в виде стальных сплошных венцов уже не только на периферии, но и на всех основных конусах шарошек. [13]. Это позволило полностью изменить и улучшить динамику разрушения породы на забое и кратно уменьшить затраты энергии на разрушение единицы объема породы, используя многократную разницу в потребной энергии при различных видах разрушения - во время деформации сдвигания образца породы и во время бокового сдвига, изгиба или растяжения. Из лабораторных исследований известно, что если принять относительную прочность при одноосном сжатии образцов горной породы, например гранита, за 100%, то относительная прочность при сдвиге для этой породы, составляет всего 9%, при изгибе 8%, а при растяжении всего 2 – 4%. Поэтому при увеличении доли использования при разрушении породы на забое деформаций сдвига, изгиба и растяжения, можно кратно уменьшить затраты энергии. Шарошки рассматриваемого долота оснащены сплошными кольцевыми дисковыми венцами на основных конусах шарошек и прерывистыми сплошными периферийными венцами, как показано на рис 13, 14, 15, 16 и 17. На рисунке 13 позициями обозначены: 1 – шарошки, - 2 – дисковые венцы основных конусов, 3 – дисковые периферийные венцы, 4 – боковая наплавка дисков.

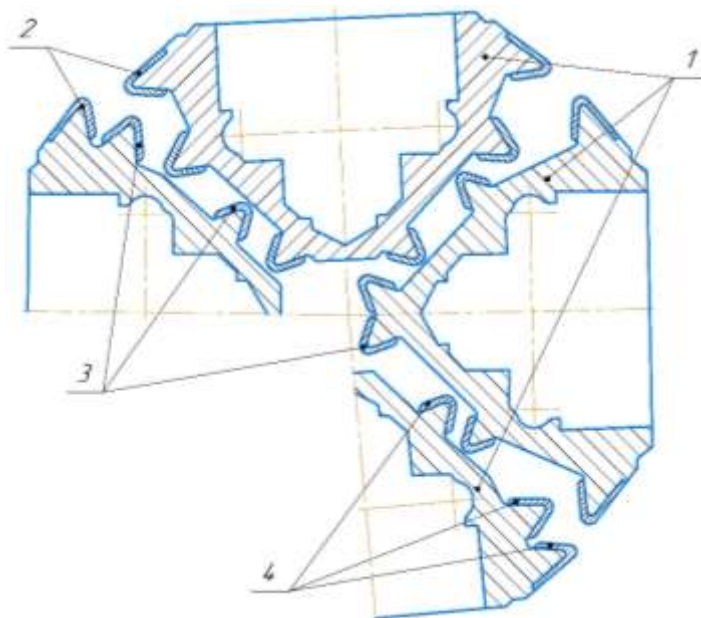


Рис. 13. - Развёртка поперечных сечений шарошек долота с дисковыми сплошными венцами.

На рисунке 14 позициями обозначены: 1 – часть прерывистого диска, 2 – разделительная канавка. Буквами обозначены:  $R$  – радиус долота,  $t$  – шаг между дисками,  $\alpha$  – угол приострения дисков в поперечном сечении, который соответствует интервалу  $\alpha = 44 - 58$  градусов. Кривыми стрелками обозначены направления совместного бокового воздействия соседних дисков круговых участков забоя на кольцевой поверхности с шагом  $t$ .

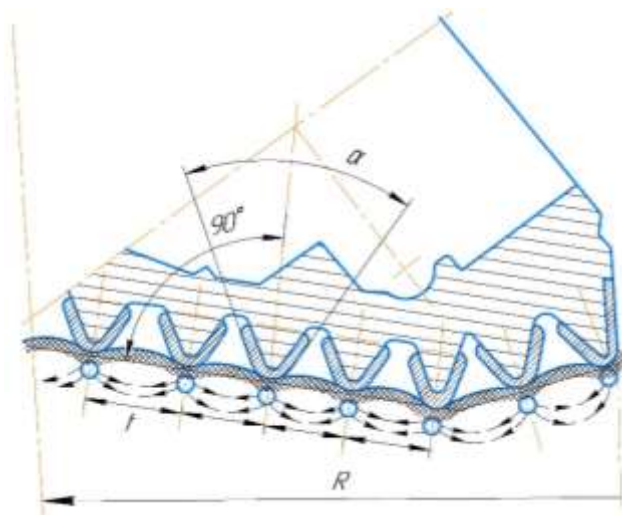


Рис. 14. - Схема перекрытия радиуса забоя кольцевыми дисковыми венцами на шарошках.

На рис. 15 представлена часть периферийного диска с разделительными канавками. На этом рисунке позициями обозначены: 1 – часть периферийного диска, 2 – разделительная канавка, 3 – наплавка диска по обратному конусу шарошки.

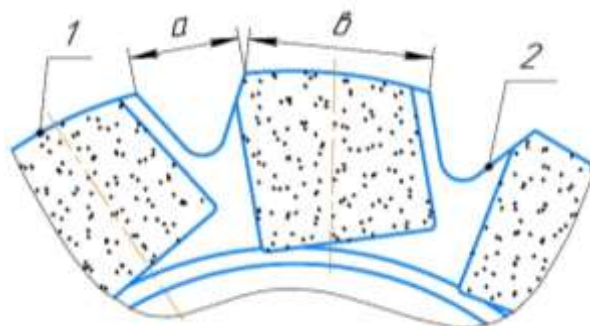


Рис. 15. Часть периферийного диска с разделительными канавками и наплавкой обратного конуса шарошки.

На рис. 16. Представлена, полученная при стендовых и промышленных испытаниях, схема перекрытия забоя и типичная форма шлама, образующегося при работе долота с дисковыми венцами на шарошках при работе на различных породах со схемой перекрытия забоя, показанной на рисунке 14. На рис. 16 позициями обозначены: 1 - кольцевые следы от воздействия соседних дисков на породу забоя, 2 – типичная форма частиц шлама, образующаяся от совместного бокового воздействия соседних дисков на породу.

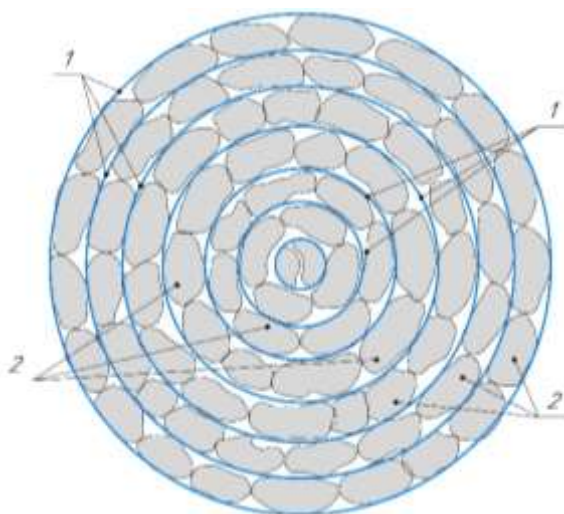


Рис. 16. - Схема разрушения породы на забое и типичная форма шлама при работе долота с дисковыми венцами на шарошках.

На рис. 17 представлен общий вид долота безударного действия со сплошными дисками на шарошках. На этом рисунке позициями обозначены: 1 –

упомянутые выше прерывистые периферийные дисковые венцы шарошек, 2 – сплошные дисковые венцы на основных конусах шарошек, 3 – разделительные канавки на периферийных дисковых венцах. Такие канавки выполняются для предотвращения возможного проскальзывания венцов шарошек долота при его перекачивании по забою.

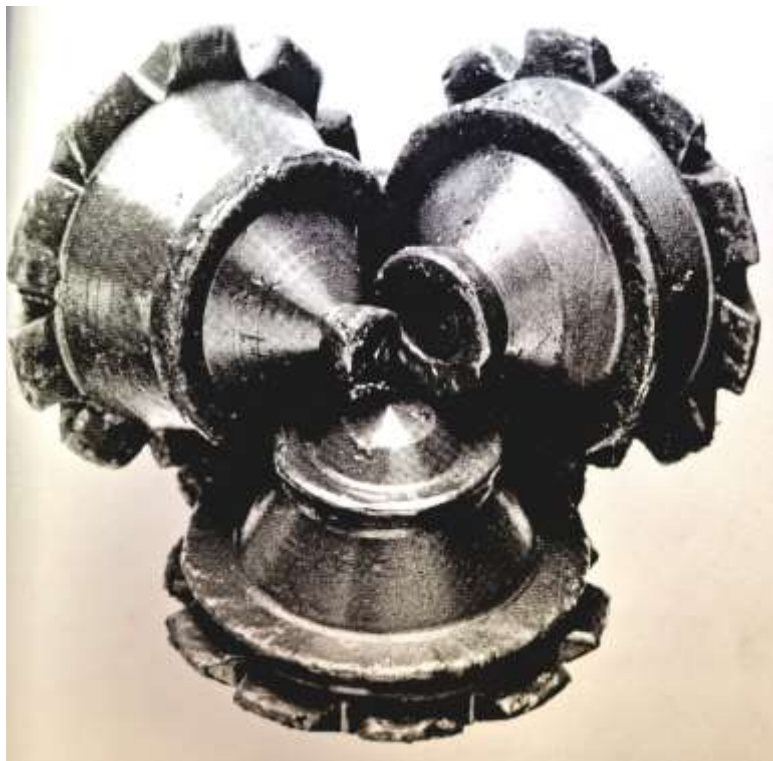


Рис. 17. - Буровое шарошечное долото безударного действия со сплошными дисковыми венцами на шарошках.

В отличие от традиционных шарошечных долот с фрезерованными призматическими зубьями, имеющих коэффициент перекрытия забоя близкий к 1,0, в долотах безударного действия он резко снижается и составляет всего 0,15 – 0,2 или становится в 5 – 6 раз меньше. А за счет этого частицы шлама при бурении многократно растут и многократно превышают мелкие по величине частицы шлама от применения традиционных долот. Во время работы долота сплошные венцы вначале делят общую поверхность забоя на постоянные кольцевые зоны. Каждый венец, перекачиваясь по постоянной кольцевой траектории, образует на забое непрерывную углубляющуюся с каждым оборотом долота узкую кольцевую линию, постоянно переходящую в вертикальную кольцевую трещину, постоянно углубляющуюся с новыми оборотами долота. Клиновидная боковая поверхность дисков при вращении долота оказывает постоянно перемещающееся по кольцу циклическое сдвигающее боковое воздействие на боковые стенки колец породы, при котором для разрушения породы требуются многократно меньшие усилия, чем при деформации вдавливания в породу. При этом ускоряется процесс бурения. Кольца



породы многократно и мелко не перемалываются, как в бурении традиционными шарошечными долотами, а скалываются в виде отдельных круговых целиковых элементов, многократно превышающих по размерам полностью перемалываемые частицы шлама, получающиеся при бурении традиционным долотом. Циклически повторяющиеся усилия бокового сдвига от стенок углубляющихся дисков приводят к образованию глубоких сходящихся боковых макротрещин, показанных стрелками на рис. 14. Это приводит к образованию, на порядок больших по размерам, целиков породы, о которых упоминалось выше. Долота со сплошными клиновидными дисковыми венцами при бурении в средних и твердых хрупких породах, обеспечили резкое увеличение механической скорости и проходки. Кроме больших преимуществ в динамике разрушения пород, еще одним большим преимуществом конструкции представленного долота является ровное, безударное разрушение породы на забое. Снижение непрерывных ударных колебаний бурильной колонны, вызываемых ударным перекачиванием зубьев шарошек о поверхность забоя традиционными долотами ударно – скалывающего воздействия на породу, при безударном перекачивании дисков, в свою очередь, обеспечивает резкое увеличение стойкости опоры шарошек.

**Вывод.** В настоящей статье приведены сведения о результатах исследований, касающихся нескольких уже апробированных разработок буровых долот с фрезерованным вооружением шарошек, связанных с различными видами динамики разрушения различных по твердости малоабразивных пород, повышением прочности и стойкости стальных зубьев, оптимизации распределения удельного давления на породу под поверхностью контакта с забоем. Эти разработки доказали реальную возможность повышения механической скорости бурения и проходки на долота, однако их широкое внедрение по различным причинам, упомянутым выше, не смогло состояться. На сегодняшний день появились новые высокопрочные материалы, резко возросли возможности технологической упрочняющей обработки деталей долот, разработаны новые технологии и устройства для обеспечения оптимальных режимов их отработки в бурении. Наряду с этими факторами, данные, приведенные в настоящей статье, могут быть успешно использованы при разработке, изготовлении и внедрении в бурение новых, ещё более эффективных конструкций долот со стальными зубьями шарошек.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Р.М. Богомолов, Ю.А. Палашенко. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 229371, кл. E 21 В 9/10, 1968.
2. Р.М. Богомолов. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 2685014, кл. E 21 В 10/16, 2019.
3. В.С. Травкин. «Шарошечное долото». Патент РФ № 313952, кл. E 21 В 10/08. 1971.
4. В.Г. Смирнов, В.С. Травкин. «Шарошка бурового долота». Патент РФ № 870660, кл. E 21 В 10/16, 1981.
5. В.С. Травкин, В.И. Пославский, В.Г. Смирнов. «Клиновидный зубец шарошки бурового долота». Патент РФ № 709796, кл. У 21 В 9/08, 1974.
6. Р.М. Богомолов, Ю.А. Палашенко, А.А. Бабичев. «Шарошка бурового долота». Патент РФ № 2019667, кл. E 21 В 10/16, 1994.



7. Р.М. Богомолов, А.Г. Ищук, В.П. Мокроусов и др. «Шарошка бурового долота с фрезерованным вооружением». Патент РФ № 2321720, кл. E 21 В 10/16, 2008.
8. А.В. Торгашов, Ю.В. Карпухин, Р.Ю. Кондрашов и др. «Шарошка бурового долота». Патент РФ № 1441051, кл. E 21 В 10/16, 1988.
9. Д.Ю. Сериков. «Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением». М. «Нефть и газ», 2015. с 378.
10. А.С. Юдин, В.И. Поздняков и др. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 1148955, кл. E 21 В 10/16, 1984.
11. Р.М. Богомолов, Ю.В. Карпухин, Н.М. Гаранин и др. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 1768746, кл. E 21 В 10/16, 1988.
12. В.В. Симонов, Ю.А. Палашенко и др. «Шарошечное долото». Патент РФ № 295857, E 21 В 10/08. 1969.
13. Р.М. Богомолов, Ю.А. Палашенко, В.П. Мокроусов. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 2161686, кл. E 21 В 10/16, 2001.

**О ДИНАМИКЕ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД И ПОВЫШЕНИИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СО ВСТАВНЫМИ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ ЗУБКАМИ НА ШАРОШКАХ**

*Р.М. Богомолов<sup>1</sup>, Г.С. Мозговой<sup>2</sup>*

*доктор технических наук, профессор, профессор<sup>1</sup>;  
старший преподаватель<sup>2</sup>*

*кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета (СамГТУ)  
Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье приводятся результаты исследований авторов, касающихся перспективных направлений развития шарошечных долот с твердосплавным вооружением шарошек, позволяющих создавать и регулировать на забое скважины искусственную сеть пересекающихся во всех направлениях макротрещин, разделяющих поверхность породы забоя на мелкие острые выступы, отделенные друг от друга свободным пространством. Такие отдельные выступы породы многократно легче разрушаются с применением метода сдвига и растяжения боковыми поверхностями клиновидных зубьев, с минимальной затратой энергии на разрушение. При каждом обороте долота количество, высота и места расположения отдельных мелких выступов породы непрерывно меняются, уменьшая величину и характер рельефа перемычек и соседних лунок «рейки», возникающих при бурении на забое. Облегчение условий разрушения разрозненных мелких выступов позволяет дольше обеспечивать высокую механическую скорость бурения без повышения осевой нагрузки на долото. В свою очередь, это положительно влияет и на повышение стойкости опоры. А за счет работы зубков в «тепличных условиях» обеспечивается кратное повышение их усталостной стойкости. В конечном счете,

создание и регулирование на забое сети пересекающихся вертикальных трещин обеспечивает повышение стойкости вооружения и опоры, механической скорости бурения, проходки штыревых долот с получением большого экономического эффекта.

**Ключевые слова:** шарошечное штыревое долото, твердосплавное вооружение шарошек, форма породоразрушающей поверхности зубков, динамика разрушения породы, «рейка» на забое, пути уменьшения характера и рельефа «рейки».

Изучение породоразрушающей способности различных форм твердосплавных и стальных фрезерованных зубьев шарошечных буровых долот, характера их воздействия на породу не только в статике, но и в условиях динамики во время их соударения с поверхностью забоя при перекатывании шарошек, позволило выявить следующее.

Относительная сопротивляемость пород различным видам разрушения по данным целого ряда исследователей соответствует следующим данным. Относительная прочность, взятых для примера характерных представителей различных по твердости пород, гранита и известняков, выражается показателями в процентах. При относительной прочности гранита, взятой за 100%, его относительная прочность на сдвиг составляет всего 9%, на изгиб – 8% и на растяжение – 2-4%. При относительной прочности известняков, взятой за 100%, их относительная прочность на сдвиг составляет 15%, на изгиб – 8-10%. На растяжение – 4 – 10%. Из этих показателей следует, что наибольшее сопротивление разрушению горные породы оказывают при сжатии. Итак, прочность гранита на сжатие в 11 раз больше прочности на сдвиг, в 12 раз больше прочности на изгиб и до 25 раз больше прочности на растяжение. Это свидетельствует о том, что сдвинуть породу в сторону свободного пространства или трещины многократно легче, чем раздавить. Более полное использование этого свойства пород является большим резервом для повышения эффективности работы бурового инструмента при разрушении породы любым типом бурового инструмента, придав ему способность более полно обеспечить деформации сдвига, изгиба и растяжения.

Другим важным резервом повышения эффективности разрушения породы является проблема создания сети пересекающихся на забое трещин, позволяющих шире реализовать указанные преимущества вышеуказанных деформаций сдвига, изгиба и растяжения. Ряд исследователей [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10], отмечали характерное образование различных видов трещин, возникающих под различными видами осесимметричных и плоскосимметричных инденторов – конуса, полусферы, клина, нескольких клиновидных лезвий, сходящиеся в одной точке, сплошных дисков и др., оказывающих большое влияние на эффективность разрушения породы.

На рис. 1 показан характер образования таких вертикальных трещин под четырьмя инденторами - клином, несколькими клиньями, сходящимися в одной

точке на вершине индентора и сферой, при одном и том же усилии осевого нагружения, равным 1500 кгс., при вдавливании в массивную плиту оргстекла. На видах сверху и сбоку хорошо видны характер и величины этих трещин.

Под клином одна, самая большая трещина. Под индентором с тремя клиновидными лезвиями на вершине – три сходящиеся трещины по числу клиньев, под индентором с четырьмя лезвиями – четыре трещины, но уже меньшего размера. Под индентором в виде полусферы трещины не наблюдаются, поскольку на поверхности полусферы отсутствуют ярко выраженные концентраторы напряжений.

В исследованиях [1,5,6,9,10] авторами отмечалось, что если при нагрузках, достигших объёмного разрушения породы, соседние вертикальные трещины от внедрения клиновидных инденторов соединяются, то это способствует резкому повышению интенсивности разрушения породы. Анализируя развитие трещин под клиновидными и плоскосимметричными инденторами авторы отмечали, что разрушение начинается с образования трещин, которые развиваются от вершин отпечатка индентора в направлении длины отпечатка и в глубину вертикально вниз от поверхности образца, независимо от величины нагрузки и времени её действия. При достаточных нагрузках, при перекачивании инденторов по поверхности забоя, трещины могут соединяться в сетку. При этом объём разрушенной породы резко возрастает.

Сведения о характере образования вертикальных трещин под плоскосимметричными инденторами в виде части сплошных дисков и положительном влиянии этих трещин на разрушение породы имеются в работах отечественных исследователей [1, 4, 5, 7, 10]. Эти исследования трактуют образование вертикальных трещин под клиновидными плоскосимметричными инденторами при передаче повышенного контактного давления на забой следующим образом. Нормальные напряжения, возникающие при внедрении и перекачивании по забою клиновидных инденторов, в породе возникают удлиненные лунки разрушения и вертикальные трещины, являющиеся как бы продолжением плоскости симметрии индентора, разделяющие монолитный забой на две соседние обособленные зоны. Затем, за счет воздействия боковых клиновидных поверхностей инденторов на боковые поверхности лунок, их стенки разрушаются с присутствием деформации сдвига. Образование таких вертикальных трещин под клином наблюдалось при экспериментах в различных породах – стекле, мраморе, граните, кварците. Анализ вышеприведенных исследований убеждает в том, что к.п.д. процесса разрушения можно значительно увеличить за счет создания на всей поверхности забоя регулируемой сети вертикальных, пересекающихся друг с другом, трещин при помощи целенаправленной ориентации расположения лезвий клиновидных инденторов на шарошках, поскольку при слиянии этих пересекающихся трещин объём разрушаемой породы при бурении значительно возрастает.

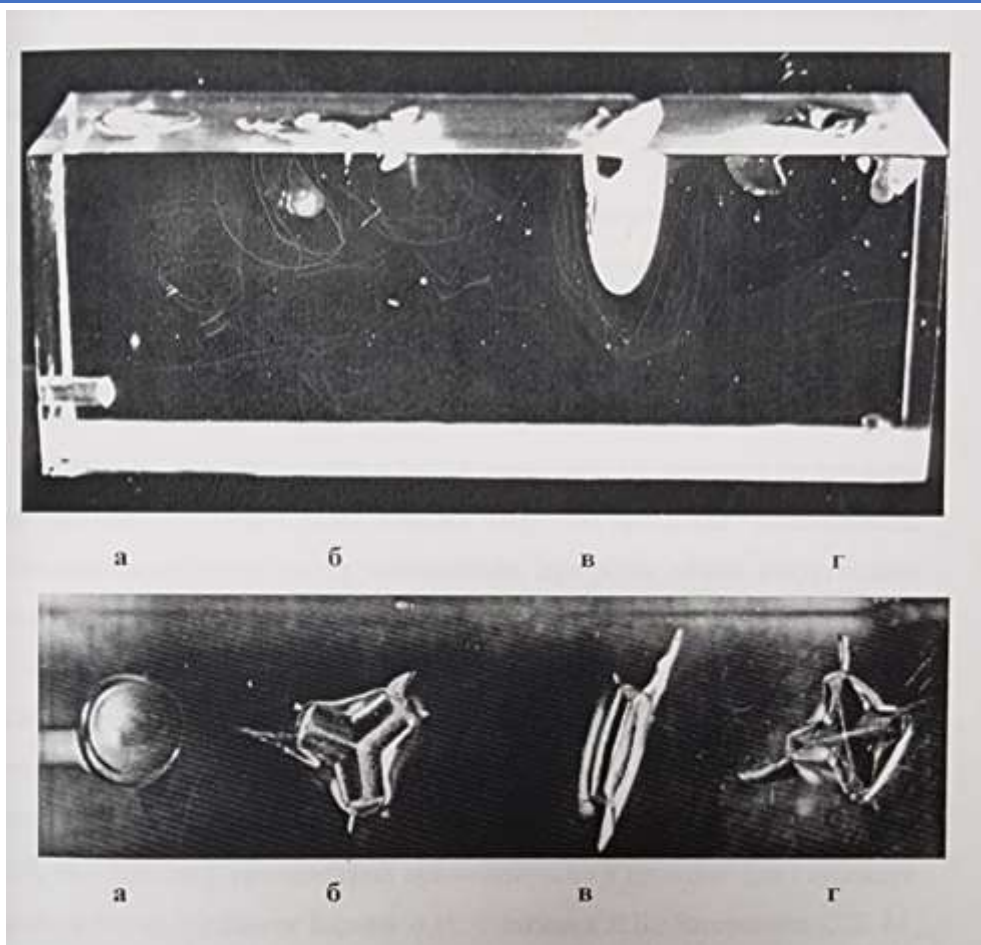


Рис.1. Развитие трещин в оргстекле при вдавливании различных инденторов.

Для практической проверки этого явления было предложено изменить место положения и ориентацию клиновидной поверхности инденторов относительно друг друга и образующих конусов шарошек долота на базовом долоте с одинаково ориентированным клиновидным вооружением.

На базовых долотах плоскости симметрии клиновидных твердосплавных зубков имели постоянную ориентацию относительно линий образующих конусов шарошек. На забое, при их перекачивании, на поверхности забоя (мягкая сталь 10) образовывалась постоянная «рейка», показанная на рис. 2.



Рис. 2. Развитие рейки на забое от базового долота 215,9 СЗ для бурения средних абразивных пород, с постоянной ориентацией лезвий клиновидных зубков на венцах шарошек.

На этом рисунке хорошо видна чередующаяся постоянная форма одинаковых, вытянутых, не пересекающихся друг с другом, лунок. Глубокий рельеф с неразрушенными перемычками между лунками образован при воздействии лезвий клиновидных зубков. Поскольку шарошка может свободно вращаться на опоре во время бурения и в прямую, и в противоположную стороны вращения долота, то и при некотором несовпадении, и при совпадении шага «рейки» и шага перекатывающихся клиновидных зубков, последние имеют возможность проскальзывать по той или другой стороне перемычки в глубину лунки, на дне которой уже предварительно накопились разрушенные частицы шлама. Эти разрушенные частицы ведут себя подобно жидкости, в которой, как известно, давление распределяется сразу одинаково, во всех направлениях. Из – за замены сосредоточенной нагрузки на рассредоточенную, в глубине лунки разрушения, резко снижается интенсивность разрушения породы. Как видно на рисунке 2, следы лунок разрушения не касаются друг друга, поэтому рельеф «рейки» постоянно накачивается и поэтому снижается медленно.

Попытки практического решения проблемы создания и использования на забое планомерной сети пересекающихся друг с другом вертикальных трещин представлены в долотах с клиновидными твердосплавными зубками на шарошках

долот были предложены в работах [1, 2, 6, 9, 10]. В этих долотах было предложено обеспечить разноориентированное расположение плоскостей симметрии лезвий соседних зубков, под острым углом к образующей конусов шарошки и друг к другу, равным делению окружности венцов на число зубков каждого венца шарошки. С каждым новым оборотом долота следы разноориентированных зубков непрерывно занимают новое положение пересекают предыдущие следы в самых разных местах на поверхности каждого следа, под разными углами, создавая на забое общую, постоянно меняющуюся сеть перекрещивающихся вертикальных трещин. На рис. 3 показано такое долото диаметром 215,9 мм для бурения средних абразивных пород. На рис. 4 показана изменившаяся форма забоя, резко отличная от формы забоя базового долота с постоянной ориентацией зубков, представленного на рис. 2.

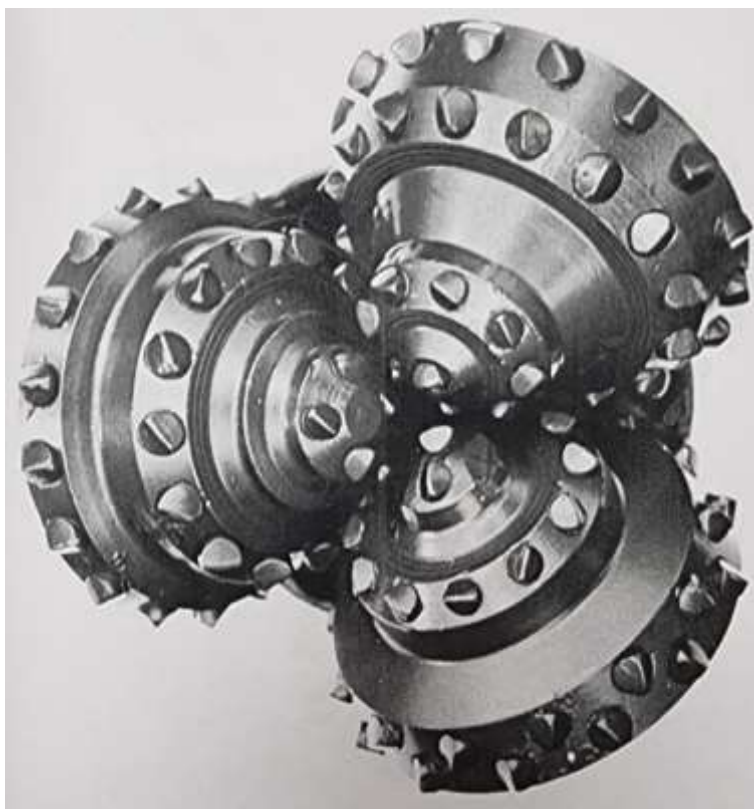


Рис. 3. Буровое шарошечное долото 215,9 СЗ для средних абразивных пород, с разноориентированными зубками на венцах шарошки





Рис. 4. Возникновение измененной «рейки» на забое при работе долота 215, СЗ.

При стендовых испытаниях модели, имитирующей работу на забое части отдельного венца шарошки с разноориентированными клиновидными твердосплавными зубками, перекатывающегося по забою со скоростью 0,4 м / сек., усилие внедрения отдельного зубка на отдельном венце, в граните и габбро при одной и той же осевой нагрузке в 2 тонны на венец, в сравнении с аналогичными показателями внедрения этого же венца с постоянноориентированными на венце зубками, снижалось на 22 – 36%, а объем разрушения от единичного внедрения увеличивался на 30 – 160%.

Промысловые испытания опытных и промышленных партий долот, оснащенных разноориентированными твердосплавными зубками, проведенные в разных районах бурения, в строго идентичных условиях, полностью подтвердили значительное повышение эффективности бурения по сравнению с долотами, имеющими постоянную ориентацию лезвий клиновидных твердосплавных зубков. При минимальном усложнении технологии изготовления долота, связанной с обеспечением разной ориентации зубков механическая скорость и проходка при его применении выросли на 25% и более. Кроме того, при замене элементов крупной «рейки», показанной на рис. 2, более частой сеткой мелких выступов и впадин между ними, показанной на рисунке 4, при одинаковой осевой нагрузке на долото, удалось уменьшить среднюю разрушающую нагрузку, приходящуюся на сам клиновидный зубок. Это до двух и более раз повысило его стойкость до разрушения при работе в облегченных условиях в разных по твердости породах. Долота диаметром 215,9 мм. с разноориентированными зубками для бурения средних

абразивных (СЗ) и твердых абразивных пород (ТЗ) в ОАО «Волгабурмаш», а долота диаметром 190,5 мм. для бурения средних абразивных пород (СЗ) - в ОАО «Уралбурмаш», были приняты государственными межотраслевыми комиссиями в серийное производство. Несколько лет указанные долота успешно применялись при глубоком бурении по всей стране.

Эти результаты улучшения динамики разрушения пород за счет применения клиновидных, специально ориентированных твердосплавных зубков и создания регулируемой сети вертикальных пересекающихся друг с другом трещин на забое, стали основой для дальнейшего развития этого направления в динамике разрушения пород для повышения эффективности бурения.

С этой целью в буровых шарошечных долотах [1, 2, 10] для оснащения шарошек применены твердосплавные зубки с тремя сходящимися на вершине клиновидными лезвиями (СЛ). Это долото показано на рисунке 5. Форма и размеры зубков позволили увеличить их прочность по сравнению с серийными клиновидными зубками такого же размера по диаметру, интенсифицировать образование увеличенного количества мелких, не связанных друг с другом, острых выступов породы на забое. Кроме того, это позволило успешно использовать зубки СЛ в качестве вооружения шарошек долота для разрушения уже более твердых пород, показанного в долоте на рисунке 5.



Рис. 5. Буровое шарошечное долото с шарошками, оснащенными твердосплавными зубками с тремя сходящимися клиновидными лезвиями СЛ на вершине.

На рисунке 6 показана изменившаяся форма «рейки» следов на забое при бурении долотом 215,9 мм., шарошки которого оснащены зубками СЛ. На этом рисунке отчетливо видно резкое увеличение количества пересекающихся следов от клиновидных лезвий и более мелких размеров разрозненных выступов. Это позволило дополнительно, еще более снизить темп износа твердосплавных зубков, а также до 40% повысить механическую скорость бурения и проходку в среднетвердых и твердых абразивных породах.



Рис. 6. Образование «рейки» на забое от применения долота 215,9 мм. для бурения средних абразивных пород, с шарошками, оснащенными твердосплавными зубками СЛ.

Для дальнейшего повышения эффективности бурения, теперь уже в твердых и твердокрепких абразивных породах, были спроектированы, изготовлены и испытаны другие долота с шарошками, оснащенными твердосплавными зубками, уже с четырьмя сходящимися на вершине крестовидными клиновидными лезвиями (КРЗ). Это долото показано на рисунке 7. А на рисунке 8 отчетливо видно дальнейшее уменьшение высоты рельефа «рейки», увеличение количества пересекающихся друг с другом следов от внедрения трех, сходящихся в одной точке клиновидных лезвий и более частая сетка их пересечения. Кроме значительного повышения показателей работы долота, это способствовало и дальнейшему повышению стойкости самих зубков.

Проведенные широкие промысловые испытания таких долот, шарошки которых были оснащены твердосплавными зубками с несколькими, сходящимися на

вершине клиновидными лезвиями, полностью подтвердили правильность предположения о том, что такие твердосплавные зубки гораздо легче разрушают породу на забое, с разделением его на изолированные друг от друга мелкие острые выступы, образованные на поверхности забоя, в том числе и на месте монолитных перемычек «рейки», накатываемой традиционными долотами с постоянно ориентированными на шарошках клиновидными зубками. При этом, из – за работы в облегченных условиях, кратно возрастает стойкость самих твердосплавных зубков. На основании этих результатов долота диаметром 215,9 мм., оснащенные твердосплавными зубками с тремя сходящимися на вершине тремя клиновидными лезвиями (СЛ) и четырьмя сходящимися лезвиями (КРЗ) так же были приняты в серийное производство и успешно применялись при бурении глубоких скважин во всех районах Урало – Поволжья.

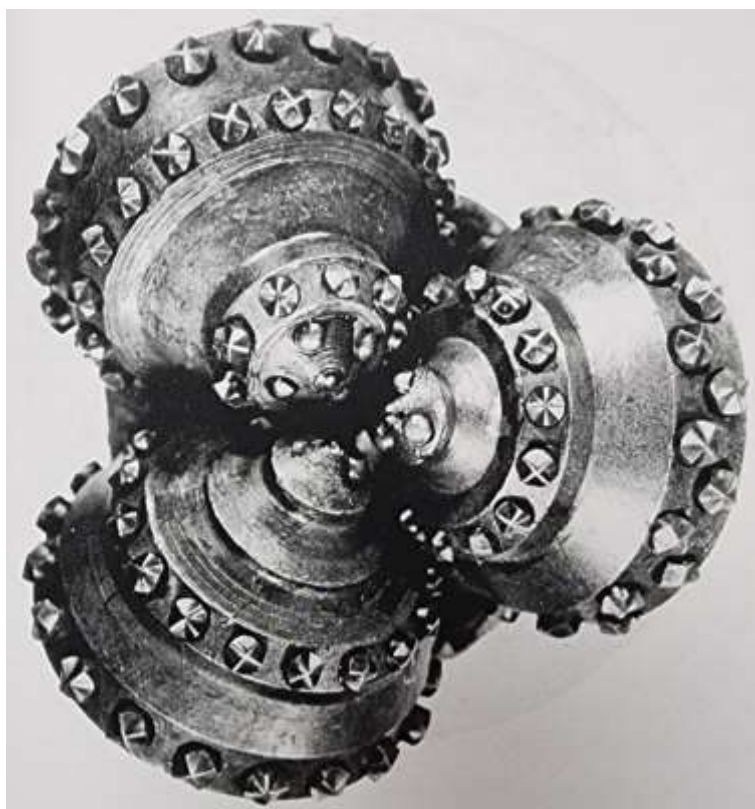


Рис. 7. Буровое шарошечное долото диаметром 215,9 мм.с шарошками, оснащенными твердосплавными зубками КРЗ крестовидной формы, с четырьмя сходящимися на вершине лезвиями.





Рис. 8. Образование «рейки» на забое от применения долота 215,9 мм. для бурения твердых и твердокрепких пород, с шарошками, оснащенными твердосплавными крестовидными зубками, с четырьмя сходящимися на вершине клиновидными лезвиями (КРЗ).

Значительную трудность в технологии изготовления твердосплавных зубков СЛ и ТКР представляла необходимость изготовления большого количества сложных прессовых пуансонов. При их изготовлении вынужденно применялась ручная обработка и полировка сложной контактной рабочей полости верхних пуансонов, формирующей при прессовании твердосплавной массы рабочие сходящиеся клиновидные лезвия на вершине будущего зубка. Очень тщательная ручная полировка всех сложных переходов внутренней прессующей поверхности пуансонов с чередующимися выступами и впадинами необходима для исключения возможности прилипания прессуемой твердосплавной массы внутри сложных перемежающихся полостей и переходов на поверхности верхнего пуансона при автоматическом прессовании зубков. Кроме того, наличие очень твердых частиц карбида вольфрама в прессуемой массе для изготовления зубков, быстро истирало под многотонной осевой нагрузкой контактную поверхность стальных пуансонов, изготовленных из инструментальной стали. Поэтому для серийного выпуска долот, оснащенных сотнями тысяч твердосплавных зубков СЛ и КРЗ, потребовалось

изготавливать большие количества быстро сменяемых стальных пуансонов, что дополнительно усложняло выпуск указанных буровых долот. По этой причине ОАО «Волгабурмаш» и Дрогобычский долотный завод постепенно отказались от производства указанных высокоэффективных буровых долот.

Но дальнейшее развитие идеи целенаправленного использования пересекающихся на забое вертикальных трещин, продолжалось. Поскольку она позволяла изменять динамику разрушения и повышать интенсивность разрушения пород только за счет большего использования выгодных, с точки зрения затрат энергии, деформаций сдвига и растяжения. Это нашло своё продолжение в разработке нового поколения буровых долот для бурения уже более твердых и хрупких абразивных пород с очисткой забоя сжатым воздухом.

Эти долота принципиально отличаются своей конструкцией, характером воздействия на горную породу и механизмом её разрушения [4, 7, 10]. Главное отличие состоит не только в системе очистки забоя от шлама во время бурения, но и новым принципом динамики разрушения твердых и твердокрепких абразивных пород. Породоразрушающие клиновидные лезвия твердосплавных зубков располагаются не продольно, а перпендикулярно образующим конусов шарошек, как показано на рисунке 9.

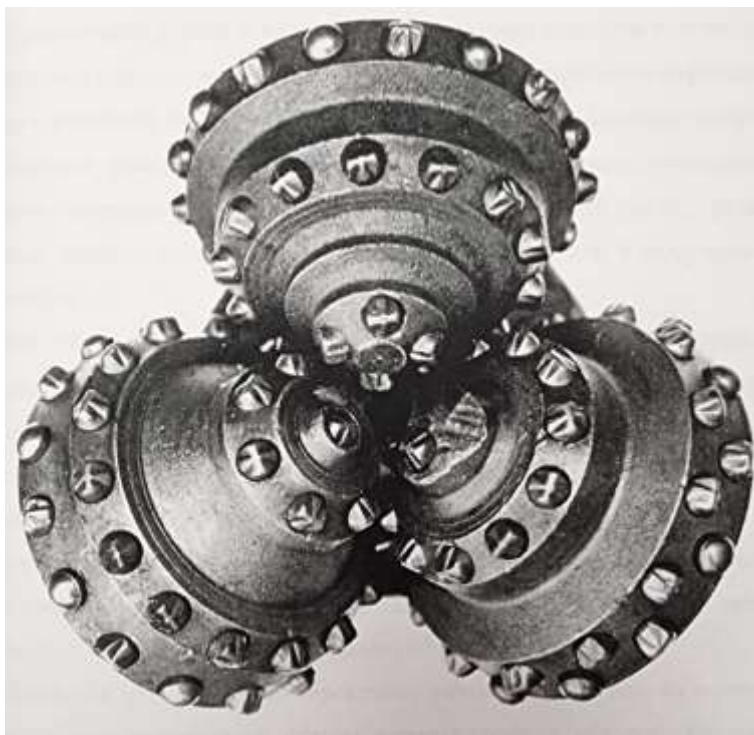


Рис. 9. Буровое шарошечное долото 215,9 ТЗ для бурения скважин с продувкой забоя воздухом в твердых и твердокрепких породах с твердосплавными клиновидными зубками.

Лезвия каждого венца вставных твердосплавных зубков на шарошке при таком расположении образуют как бы прерывистый диск. Такие диски при



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

вращении шарошек по забою и внедрении в породу совместно разделяют его площадь на отдельные постоянные кольцевые зоны, как показано на рисунке 10.

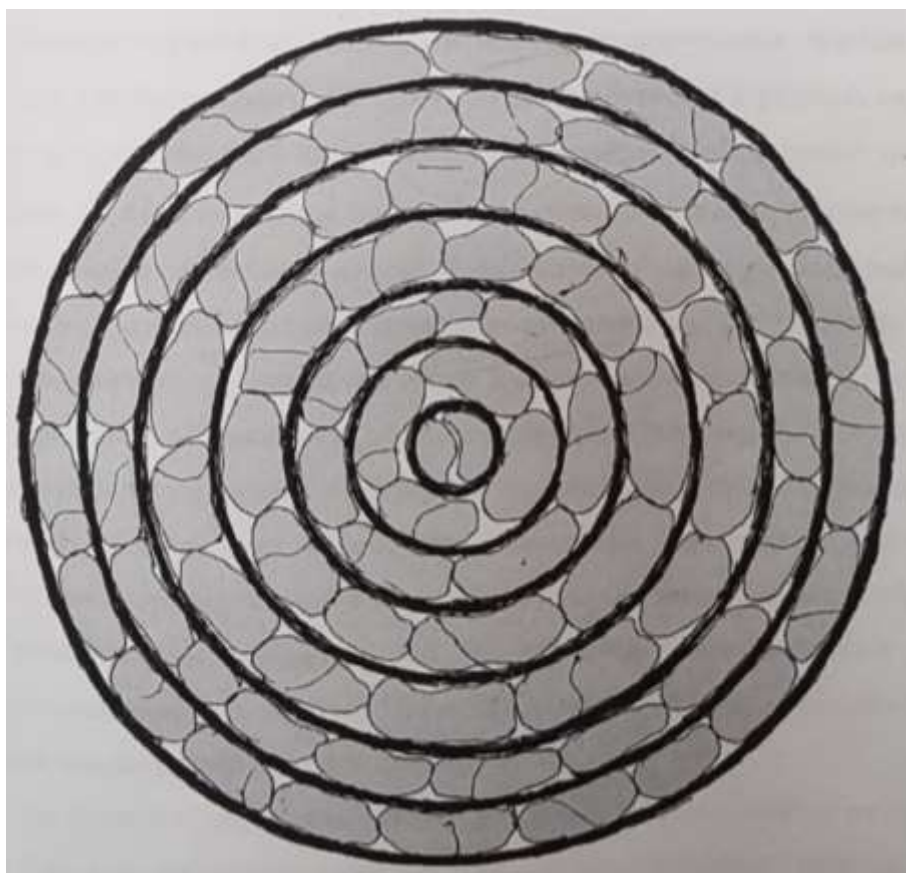
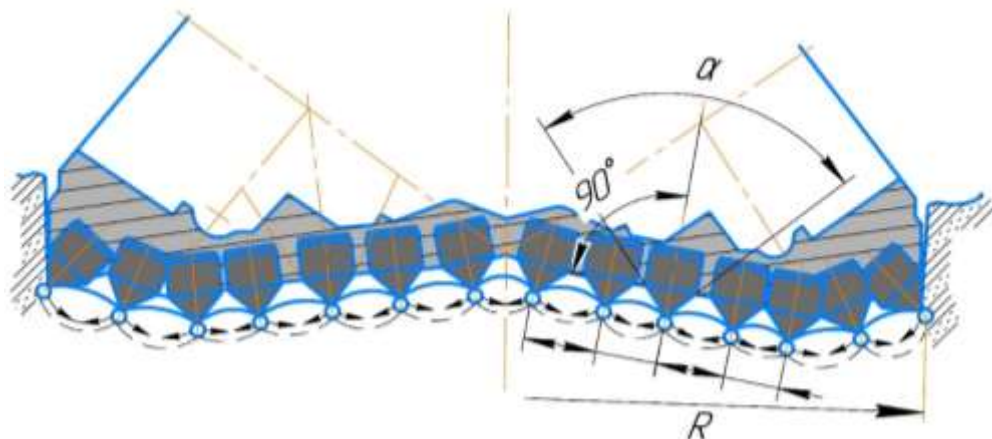


Рис. 10. Схема перекрытия забоя ( верхняя часть) и схема разрушения забоя при работе долота 215,9 ТЗ для бурения твердых и твердокрепких пород (нижняя часть).

Каждый прерывистый диск движется непрерывно по постоянной узкой кольцевой траектории, подобно непрерывному стальному диску, глубиной и шириной, определяемой глубиной внедрения в породу клиновидных зубков во время бурения.. Клиновидная форма зубков при непрерывном перекачивании прерывистого диска образует сплошную узкую кольцевую лунку и, непрерывно углубляющуюся под ней, кольцевую вертикальную трещину, характер образования которой показан в начале статьи, на рисунке 1, при внедрении клиновидного зубка. Такие непрерывные, постоянно углубляющиеся по мере вращения долота кольцевые трещины при совместном внедрении всех прерывистых дисков, вниз от вершин клиньев в направлении осевой нагрузки долота и разделяют поверхность забоя на индивидуальные, отделяемые друг от друга, кольцевые зоны.

В традиционных шарошечных долотах, для минимальной возможности образования на забое отрицательно влияющих на торцевой износ зубьев соседних шарошек непоражаемых «воротников», конструктивно заложен коэффициент суммарного перекрытия венцами зубьев шарошек радиуса забоя, близкий к 1,0. При такой величине коэффициента ширина непоражаемых «воротников» стремится к нулю, поскольку суммарная длина всех венцов зубьев становится равной длине радиуса долота и возникновение непоражаемых «воротников» практически невозможно. Считается, что чем ближе к единице значение этого коэффициента, тем уже ширина вредных «воротников», тем выше износостойкость вооружения шарошек долота., А в долотах с зубками, установленными в виде прерывистых дисков на шарошках величина этого «вредного» коэффициента составляет всего 0,15 – 0,20, или в 5 и более раз меньше, чем в традиционных долотах.. Такая величина значения этого коэффициента хорошо иллюстрируется на рис. 10 (нижняя часть).

Динамика разрушения пород долот этого типа следующая. По мере многократного перекачивания по постоянной траектории и значительного углубления, на боковых клиновидных поверхностях зубков, образующих прерывистые диски, развиваются боковые значительные усилия, сдвигающие стенки кольцевой лунки. В верхней части рисунка 10 на схеме перекрытия забоя, стрелками обозначены направления таких усилий со стороны соседних ядер на дне лунок разрушенной породы, Разрушенная порода внутри ядер ведет себя подобно жидкости. Напряжения внутри ядра распределяется равномерно во всех направлениях. Значительная часть их направлена навстречу напряжениям со стороны аналогичных усилий от ядер разрушения от соседних венцов. Соединяясь ниже уровня поверхности забоя, эти совместные боковые усилия сдвига обеспечивают отделение крупных кусков отдельных «щеликов» кольцевых зон, как показано на нижней части рисунка 10. При этом обеспечивается многократное увеличение линейных размеров частиц ( до 40 мм. по длине и до 3 – 4 мм. по толщине) выбуренной породы по сравнению с максимально измельченным шламом (диаметром 1 – 4 мм.) , образуемым базовыми долотами с коэффициентом перекрытия забоя, близким к единице, в тех же породах и тех же нагрузках. За счет этого получено резкое, до 60%, увеличение механической скорости бурения и проходки на долото.

Установка клиновидных зубков перпендикулярно образующим шарошки выявила также и другие важные преимущества. При внедрении в породу, на

противолежащих боковых поверхностях клиньев, появляющ боковые усилия уравнивают друг друга, снижая при этом возможность радиального биения долота. А изгибающая нагрузка при встрече зубка при перекачивании и встрече с забоем направлена не поперек клина, как в базовых долотах, а вдоль удлиненной клиновидной поверхности. Это резко повышает их ударную стойкость при ударах о забой. Однако, работая подобно плугу при углублении в узкую канавку луночной траектории на забое, зубки испытывают большие истирающие нагрузки, способствующие ускоренному выходу зубков из строя. Поэтому была дополнительно разработана конструкция зубков с повышенной боковой стойкостью от истирания – с боковыми ребрами жесткости в виде части тора, установленными перпендикулярно оси режущей кромки [11], как показано на рисунке 9.

По итогам приведенных в статье теоретических и экспериментальных исследований характера разрушения пород инденторами различной формы и их расположения, было создано и успешно работало целое новое поколение серийных буровых долот с ориентацией клиновидных твердосплавных зубков перпендикулярно образующим шарошек при бурении скважин и в нефтегазовой, и горнорудной промышленности.

В нашей стране за последние пятьдесят лет, при ежегодном росте, средняя проходка на долото в глубоком и горнорудном бурении, от создания и применения все новых и более эффективных буровых долот увеличились более чем в 100 раз. Однако, не смотря на эти явные успехи, основной причиной постепенного отказа и замены всех вышеуказанных в статье высокоэффективных конструкций и типов буровых долот, оставалась недостаточно высокая стойкость породоразрушающей поверхности материала твердосплавных зубков, постоянно лимитировавшая и сдерживавшая показатели бурения.

**Вывод.** В настоящее время твердосплавная промышленность и в нашей стране, и за рубежом, накопила достаточно знаний и опыта, чтобы на практике использовать потенциал новых прочностных свойств нанофазных, ультрадисперсных и субмикронных карбодовольфрамовых и многих других твердых сплавов, с кратно более высокими прочностными и термостойкими свойствами, применяемыми в самых разных отраслях производства. Например, в США фирма «Дженерал Электрик» разработала уникальную технологию изготовления комбинированных твердосплавно-алмазных породоразрушающих резцов для широко применяемых сегодня во всем мире буровых долот PDC (Polycrystalline Diamond Cutter). Созданная для них алмазная породоразрушающая головка для резцов, выращенная из мелких порошков алмаза, в единственный кристалл алмаза, при супервысоких давлении и температуре, обладает высочайшими прочностью и термостойкостью, что позволяет в десятки раз повысить стойкость при работе долота.

Подобные и другие новые достижения в повышении прочностных свойств материала породоразрушающих твердосплавных и алмазных элементов сегодня необходимо использовать на базе указанных в настоящей статье, уже исследованных и апробированных конструкторских и технологических решений в методах разрушения горных пород, обеспечивших получение большого технического и экономического эффекта, для дальнейшего совершенствования приёмов по созданию на забое скважины искусственной сети пересекающихся трещин в породе,

направленных на увеличение механической скорости бурения, проходки, стойкости опоры, создание новых, еще более прочных форм самих породоразрушающих элементов, способных обеспечить дальнейший прогресс в глубоком и горнорудном бурении.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.М. Богомолов. «Исследование работоспособности твердосплавного вооружения шарошечных долот». Кандидатская диссертация. М. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1975.
2. Р.М. Богомолов, М.М. Карпеев и др. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 625031, кл. Е 21 В, 10/16, 1970.
3. Н.А. Колесников. «О характере разрушения некоторых пластичных горных пород при внедрении зубца долота». Сб. «Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое применение». М. ВНИИОЭНГ, 1966.
4. Ю.А. Палащенко. «Исследование и совершенствование шарошечных долот безударного действия». Кандидатская диссертация. М. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1974.
5. В.В. Симонов. «Исследование, разработка и совершенствование буровых шарошечных долот». Докторская диссертация. М. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1972.
6. Р.М. Богомолов, А.П. Поросенков. «О влиянии взаимного расположения режущих кромок зубьев шарошек на разрушение породы». Сб. «Совершенствование конструкций и технологии буровых шарошечных долот». Издательство им. Мяги. Самара, 1972.
7. Р.М. Богомолов, Ю.А. Палащенко. «Шарошечное долото». Патент РФ № 420749, кл. Е 21 В, 10/08, 1974.
8. Р.М. Эйгелес. «Разрушение горных пород при бурении». М. «Недра». 1971.
9. Р.М. Богомолов, А.П. Поросенков. «Буровое шарошечное долото». Патент РФ № 446618, кл. Е 21 В, 10/16. 1974.
10. Р.М. Богомолов. «Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами». Докторская диссертация. М.НПО «Буровая техника - ВНИИБТ». 2001.
11. Р.М. Богомолов, А.М. Чувиллин и др. «Твердосплавный зубок». Патент РФ № 519538, кл. Е 21 С, 13/04, 1976.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ  
БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ**

*Э.А. Гимазтдинова, Л.Б. Хузина, Д.С. Реченко, А.Х. Габзалилова*

*АГНИ, г. Альметьевск, e-mail: [egimaztdinova@mail.ru](mailto:egimaztdinova@mail.ru)  
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО, г.Октябрьский*

Основные проблемы при бурении нефтегазовых скважин в условиях длительно эксплуатируемых месторождений с высокой степенью обводнённости и сниженными коллекторскими свойствами пластов связаны, в частности, с неустойчивостью горных пород, частичными осыпаниями или разрушения стенок ствола скважины при разбурировании, большими финансовыми потерями при ликвидации осложнений. Сокращение затрат на строительство скважин одна из приоритетных задач в общем балансе добычи углеводородного сырья. Бурение на обсадной колонне является одной из технологий, позволяющей повысить эффективность строительства скважин в осложнённых условиях. В статье рассматривается новая конструкция долота-башмака для бурения на обсадной колонне и приводятся результаты расчёта необходимого усилия для продвижения центрального узла в случае перемещения шести стальных лопастей по направляющим винтовым канавкам долота-башмака. Выявлено, что усилие, необходимое для поворота шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам в 150 раз меньше, чем у прототипа.

**Ключевые слова:** нефтегазовые скважины; бурение; обсадная колонна; долото; башмак; усилие; нагрузка.

Поглощения бурового раствора в процессе проводки скважины от минимальных до полной потери циркуляции способно привести к огромным финансовым и временным затратам. [5] Дальнейшая разработка эффективных методов предупреждения поглощений актуальна для снижения затрат на проводку скважин и увеличения технико-экономических показателей бурения. [1-10]

В рамках хозяйственной работы проведен анализ обзорной информации по 61 скважине, предоставленной ООО «Бурение» по осложнениям, а именно, поглощениям промывочной жидкости на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть» в верхних горизонтах. Из которых 9 скважин НГДУ «Елховнефть», 12 скважин НГДУ «Лениногорскнефть», 13 скважин НГДУ «Ямашнефть», 27 скважин НГДУ «Альметьевнефть». [10,11]

Анализ геолого-технических условий бурения скважин на месторождениях ПАО «Татнефть», влияющих на качество крепления скважин, а именно поглощение промывочной жидкости показал, что основные интервалы поглощений находятся в верхних горизонтах наиболее часто встречаются интервалы поглощений от 0 до 100 м (рис. 1).

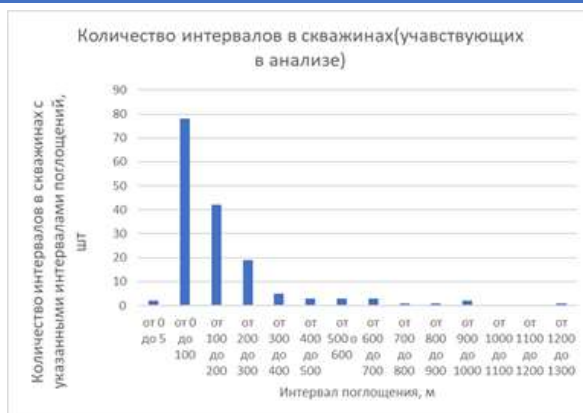


Рисунок 1 - Анализ интервалов поглощений и их количество в скважинах.

В процессе ликвидации поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах применяются различные методы, но наиболее применяемыми мероприятиями - являются спуск и крепление 9" кондуктора, бурение с набором воды. Однако, в условиях экономического кризиса остро встаёт вопрос рентабельности строительства скважины и необходимы новые энергоэффективные технологии, позволяющие предотвращать поглощения промывочной жидкости, в частности технология бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом. Для ликвидации осложнений затрачивается огромное количество материальных ресурсов и происходит увеличение непроизводительного времени. [10]

Для предотвращения осложнений разработано неизвлекаемое долото-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями (рис.2). Неизвлекаемое долото-башмак состоит из корпуса 1 с присоединительной резьбой (для соединения с элементами стандартной КНБК) и центральным каналом (на рис. не обозначены), промывочными отверстиями 2 для промывочной жидкости и раздвижными лопастями 3, оснащенными режущими кромками 4. Корпус 1 содержит направляющие винтовые канавки 5, которые служат для ориентации и полного открытия раздвижных стальных лопастей 3 по данным канавкам 5. [1]

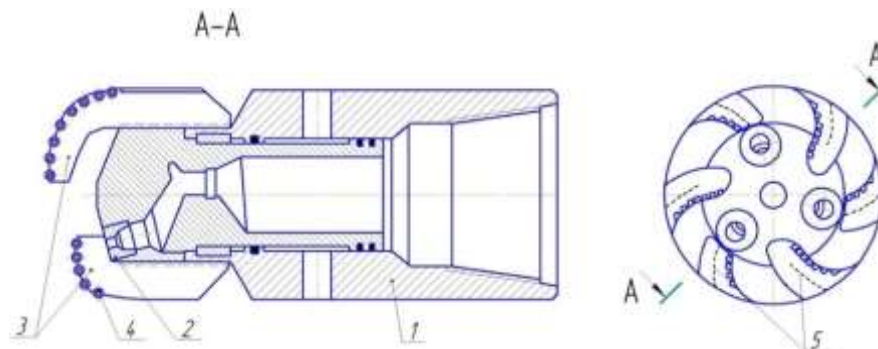


Рисунок 2 – Неизвлекаемое долото-башмак.



Определение усилия, необходимого для продвижения центрального узла в случае перемещения шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам производилось расчетным методом по схеме взаимодействия сил (рис.3).

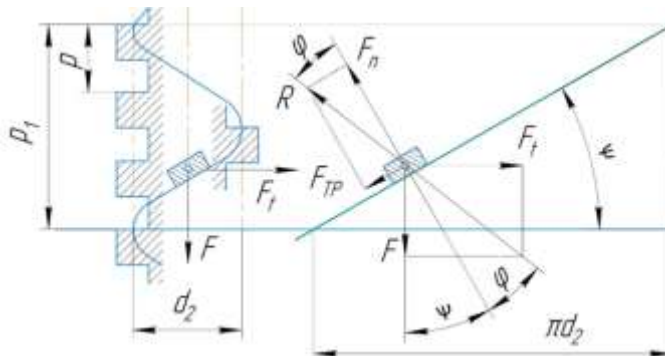


Рисунок 3—Схема взаимодействия сил между канавками на центральном узле и лопастями.

Согласно проведенным теоретическим исследованиям, для поворота лопастей неизвлекаемого долота с убираемыми из рабочей зоны лопастями необходимо давление порядка 137 165,6 Па, а усилие, необходимое для поворота шести стальных лопастей долота по направляющим винтовым канавкам в 150 раз меньше, чем у подобных конструкций долот. Это позволяет сделать вывод о высокой управляемости и работоспособности неизвлекаемого долота-башмака, что в свою очередь обеспечивает технологичность и снижает затраты технологии бурения на обсадной колонне.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долото-башмак: пат. 192852 Рос. Федерация / Хузина Л.Б., Гимаздинова Э.А., Хузин Б.А.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт»; заявл. 03.07.19 ;опубл. 03.10.2019
2. Khuzina L.B., Fazlieva R.I., Gimaztdinova E.A. Torque Reduction while Drilling With Casing // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International science and technology conference "Earth science". - 2019. - Vol. 272. - Art. no. 022043. - DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022043
3. Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Б.А.- Патентный ландшафт башмаков обсадной колонны // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. №10. С.36-37.
4. Хузина Л.Б., Гимаздинова Э.А., Габзалилова А.Х.- Долото-башмак для бурения на обсадной колонне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 1. С. 10-12.
5. Гимаздинова Э.А.- О факторах, влияющих на качество крепления нефтяных скважин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С.114-118.
6. Гимаздинова Э.А., Хузин А.Б.- Об элементах ландшафта патентов колонных башмаков // Современные технологии в нефтегазовом деле сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах. 2018. С. 294-297.

7. Фазлыева Р.И., Гимазтдинова Э.А.- Методы снижения крутящего момента при бурении скважин на обсадной колонне // Материалы международной научной конференции «Far East Con 2018»
8. Гимазтдинова Э.А.- Породоразрушающие инструменты для бурения на обсадной колонне // Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2019.
9. Хузина Л.Б., Махмутшин Р.Р., Гимазтдинова Э.А.- О элементах компоновки при бурении на обсадной колонне // Ученые записки Альметьевского Государственного Нефтяного Института. 2019.
10. Ахмедов Н.Р., Гимазтдинова Э.А.- Анализ эффективности применяемых методов изоляции зон осложнений // Учебное пособие по дисциплине «Технология бурения и освоения скважин» для аспирантов направления 21.06.01 «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых» направленности (профиля) «Технология бурения и освоения скважин» очной и заочной форм обучения. Альметьевск. 2018.
11. Хузина Л.Б., Любимова С.В., Сливченко А.Ф., Голубь С.И., Исмагилов Ф.З. Применение технологий устранения негерметичности эксплуатационных колонн на примере скважин НГДУ ПАО "Татнефть"//Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 121-123.

УДК 522.245.3: 678.7

### ОЦЕНКА ДЕФОРМИРУЕМОСТИ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОСМОТИЧЕСКИХ ПЕРЕТОКОВ

*Л.В. Ермолаева*

*Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Россия*

*e-mail: [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

Геологические особенности формирования толщи осадочных горных пород, природа минералов и свойства цементирующего вещества могут характеризовать устойчивость горной породы в скважине. Глины обладают характерными коллоидно-химическими свойствами: набуханием, пептизацией, коагуляцией, от стабильности которых во многом зависит устойчивость породы на стенках скважины. Физико-химические свойства глинистых минералов зависят от состава глинистых и неглинистых минералов, содержания органических веществ, химического состава обменного комплекса и общей обменной емкости, структуры глинистых минералов и строения кристаллической решетки.

На устойчивость глинистых пород на стенках скважины влияет их увлажненность. При разбурировании слабоувлажненных глинистых отложений буровыми растворами на водной основе фильтрат промывочной жидкости, проникая в поры глинистых пород, заполняет их в приствольный зоне скважины. Постепенно происходит уменьшение перепада давления между гидростатическим давлением столба промывочной жидкости и поровым, создаются условия для набухания глинистых частиц.

Вследствие набухания может происходить потеря сцепления между частицами глин, которые будут или уплотняться, если пористость достаточная, или осыпаться, обваливаться в скважину. Устойчивость стенок скважины в слабоувлажненных глинах в основном зависит от степени, скорости, давления набухания, структурно-адсорбционных деформаций [1].

Среднеувлажненные глинистые породы при бурении подвержены осыпанию и образованию каверн. В результате развития структурно-адсорбционных деформаций уменьшается прочность сцепления частиц глинистых пород. Горное давление не играет большую роль в устойчивости среднеувлажненных глинистых отложений. Для сохранения устойчивости среднеувлажненных глинистых пород необходимо увеличение сцепления частиц глины и снижение структурно - адсорбционных деформаций, то есть создание связывающее - крепящих условий в порах глинистых отложений.

Глинистые породы, имеющие высокую начальную влажность - сильноувлажненные, находятся в состоянии набухания. Величина набухания зависит от пластовых условий: давления вышележащих горных пород, температуры, солености и др. При разбурировании сильноувлажненных глинистых отложений может нарушаться устойчивость стенок скважины в виде вытекания глины в скважину.

Процесс осмотических перетоков в скважине обусловлен наличием полупроницаемых перегородок и химического потенциала на границе горной породы и бурового раствора. Наряду с величиной химического потенциала, во многом зависящего и от минерализации жидкой среды по обе стороны осмотической перегородки, большое влияние на характер и направление соматических процессов оказывает тип и структура полупроницаемых перегородок .

Исследованиями научных организаций доказано, что роль таких мембран в условиях скважины выполняют фильтрационные корки, гидратированные частицы глинистых минералов, углеводородные и высокомолекулярные полимерные пленки, поверхностно-активные вещества сформированные на поверхности горной породы [2]. В большей степени влиянию осмотических процессов подвержены глинистые отложения. Начальная влажность глинистых отложений оказывает большое влияние на их устойчивость к воздействию осмотических процессов.

Проведенные исследования преследовали цель определение изменения состояния образца глинистой породы под влиянием осмоса. Потеря устойчивого состояния породы при поступлении жидкой среды в образец породы происходит за счет, расклинивающего действия, деформации породы, нарушения целостности осмотических полостей, изолированных пор и капилляров, которые характерны для глинистых отложений.

Осмотическое давление жидкости в капиллярах породы может достигать более 20 МПа. При этом в породе возникают высокие внутренние напряжения, которые являются причиной разрушения породы в жидкости.

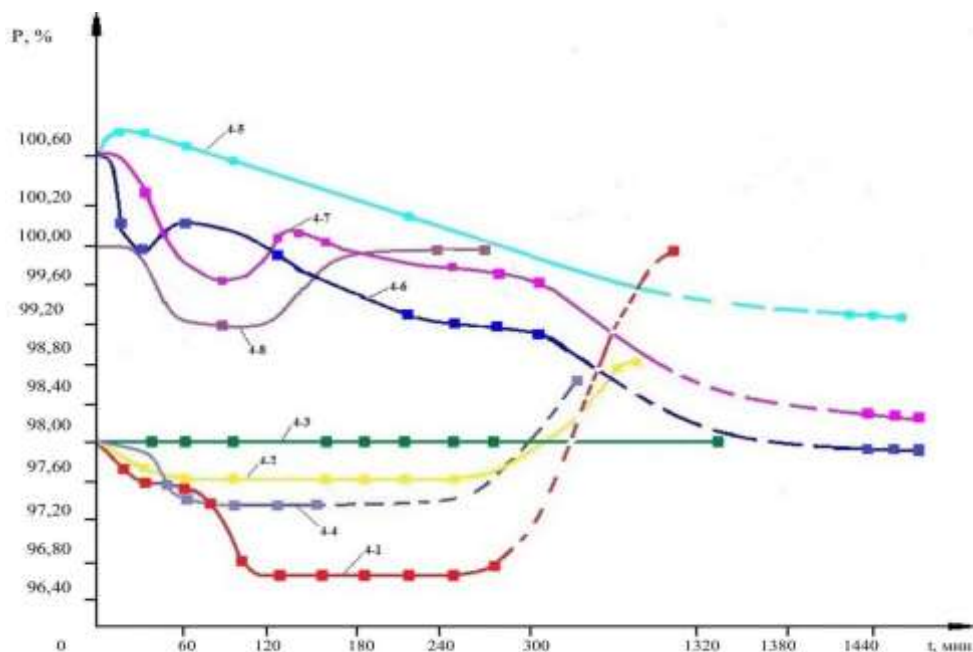
Опыты проводились на однотипных по минералогическому составу образцах глины приготовленных на дистиллированной воде или воде содержащей определенное количество соли хлористого натрия. Жидкая среда представляла раствор водопроводной воды с добавками каустической соды, модифицированного крахмала или с добавками электролита хлористого натрия, гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости (ГКЖ-10).

По заданной минерализации двух сред, воды в образце глины и жидкой среды было обозначено направление осмотического перетока жидкости -растворителя с

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

условным названием прямой осмос - переток в образец глины (из скважины в пласт) и обратный осмос - переток из образца глины (из пласта в скважину).

Образцы глины слабоувлажненные с влажностью 10% воды без соли хлористого натрия и с содержанием хлористого натрия 5% при прямом осмотическом перетоки жидкости, содержащий 1% каустической соды и 3% модифицированного крахмала, увеличились в объеме, но не разрушились (рисунок, кривые 4 - 1 и 4-3).



Кривые весовых характеристик осмотической устойчивости глин имеющих различную начальную влажность

Это можно объяснить коагулирующим и связывающим действием модифицированного крахмала.

В случае обратного осмоса, переток из образца глины (из пласта в скважину) с содержанием в образце глины воды без хлористого натрия, и содержащим воды, с солью хлористого натрия 5%, не наблюдалось разрушение образца породы (рисунок, кривые 4 - 2 и 4-4).

При этом в составе жидкой среды содержался 1% каустической соды, 3% модифицированного крахмала и 25% соли хлористого натрия. Повышенное содержание соли в жидкости по сравнению с соленостью поровой воды в образце породы способствовало сохранению устойчивого состоянию образца глины. Кроме того, наличие модифицированного крахмала способствовало снижению осмотического перетока и обеспечению стабильного состояния образца породы.

В опытах при одинаковом составе исследуемых образцов, но с разным содержанием воды в образцах породы и неизменном составе жидкой среды (раствора), и осмотическом перетоке из испытуемых образцов, происходило разрушение образцов глины с разной скоростью за разные промежутки времени.

Исследования показали, что разрушение образцов глины в условиях обратного осмоса протекают быстрее при меньшей увлажненности породы. Так при содержании воды в образце глины 5% разрушение породы наблюдалось через 15 мин. Образец глины с наличием воды 10% разрушился через 45 мин. Образец породы, в котором содержание воды было 15%, потерял устойчивость и разрушился через 135 мин. Состав жидкой среды (раствора) был одинаковый и содержал 1% кремнийорганической жидкости (ГКЖ-10), 5% соли хлористого натрия (рисунок, кривые 4 - 5, 4 - 6, 4 - 7). В образце глины с влажностью 5% происходили наибольшие изменения структуры, что ускоряло их разрушение.

Влияние осмотических процессов на глинистые породы в скважине зависит от естественной влажности глин. Содержание в буровом растворе высокомолекулярных реагентов, оказывающих связывающее - крепящее действие, уменьшают влияние осмотических процессов на устойчивое состояние глинистых отложений, то есть на изменение структуры породы, деформацию, набухание, разрушение осыпание и обваливание.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Ермолаева Л.В. Роль осмотических процессов в сохранении стабильности глинистых отложений.// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2021.- №11. - С.19-21
2. Мовсумов А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин. - Москва : Недра, 1976. - 192 с.

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЗБС

#### EFFICIENCY OF DRILLING FLUID APPLICATION DURING SIDETRACKING

*В.А. Петрова, Н.В. Абрамов*

Petrova Valeria Andreevna, Abramov Nikolay Vasilievich

*Самарский государственный технический университет,  
институт нефтегазовых технологий  
Самара, Россия*

**Аннотация:** в работе описан популярный элемент бурового раствора пагубно влияющий на дальнейшую эксплуатацию скважины.

**Abstract:** The paper describes a popular drilling fluid element that adversely affects the further operation of the well.

**Ключевые слова:** раствор, фильтрационно-ёмкостные свойства, повышение нефтеотдачи.

**Key words:** solution, reservoir properties, enhanced oil recovery.

Основной задачей сотрудников нефтегазовой отрасли является эффективное извлечение нефтепродуктов. Для выполнения данного условия проводят различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) направленные на повышение количества добываемой скважиной нефти.

Наиболее распространённые виды ГТМ: резка боковых стволов (ЗБС), гидроразрыв пласта (ГРП), переход на выше/нижележащий пласты (ПВЛГ/ПНЛГ), прострелочно-взрывные работы (ПВР), оптимизация используемого электроцентробежного насоса (ЭЦН). К наиболее прибыльным, но и одним из самых затратных мероприятием является ЗБС.

В данной статье анализируются используемые при ЗБС буровые растворы, их влияние на ПЗП и вследствие на дебит жидкости.

Показатели растворов изменчивы для различных зон, в связи с изменением геологических свойств, глубины залегания и состояния породы пластов-коллекторов и флюидоупоров. Рассматриваться будут терригенные зоны западной Сибири, со средней зоной залегания продуктивных пластов 1000-2000м. На рисунке 1 изображен типичный для западной Сибири геологический профиль.

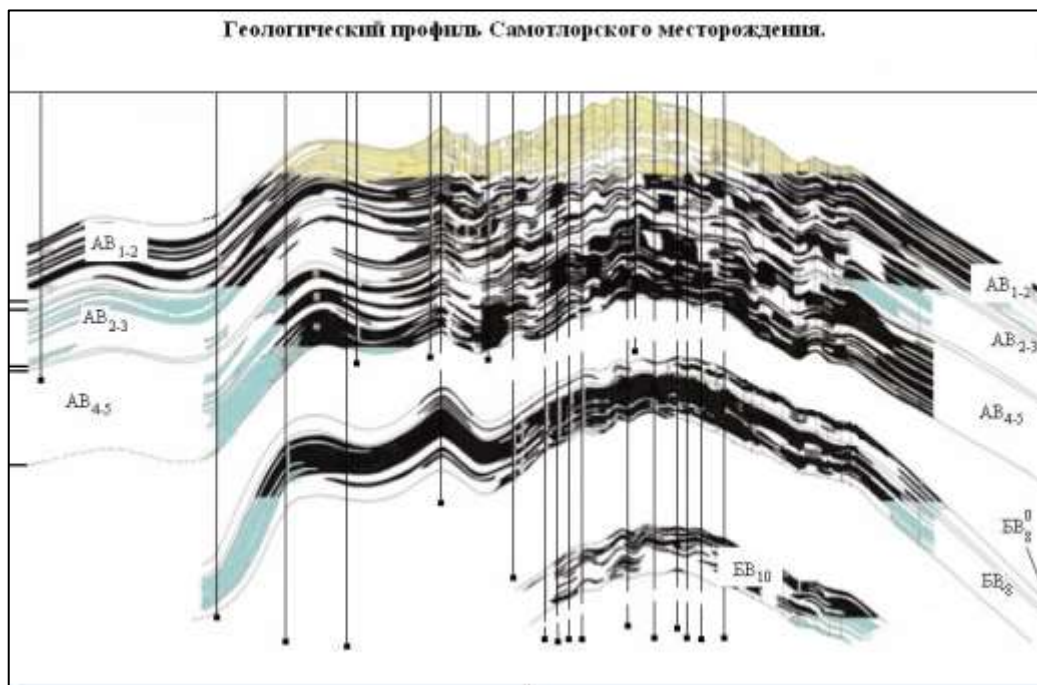


Рис.1 Типичный для западной Сибири геологический профиль

Интервал залегания продуктивных пластов группы АВ 1600-1800м, продуктивных пластов группы БВ 2000-2150м.

В таблице 1 приведены средние показатели растворов используемые в продуктивном интервале бурения.



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 средние показатели растворов используемые в интервале бурения 1000-2000м

Параметры бурового раствора	Единицы измерения	Значения
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,14
ЭЦП	г/см <sup>3</sup>	0,57 при 12
Пластическая вязкость	сП	16
Динамическое напряжение сдвига	сек/100фут	16-24
МВТ при бурении/ при проработке	кг/м <sup>3</sup>	14,5
Содержание карбоната кальция	кг/м <sup>3</sup>	60
Содержание песка	%Объ	0,5
Общая жесткость	мг/л	400
Содержание К	г/л	20
Содержание СL	г/л	30
рН	-	9-11.
Содержание смазки	%Объ	2

Ключевым показателем бурового раствора, влияющим на призабойную зону пласта, является содержание карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>, мел). На практике содержание мела увеличивают при наличии поглощения раствора при бурении скважин.

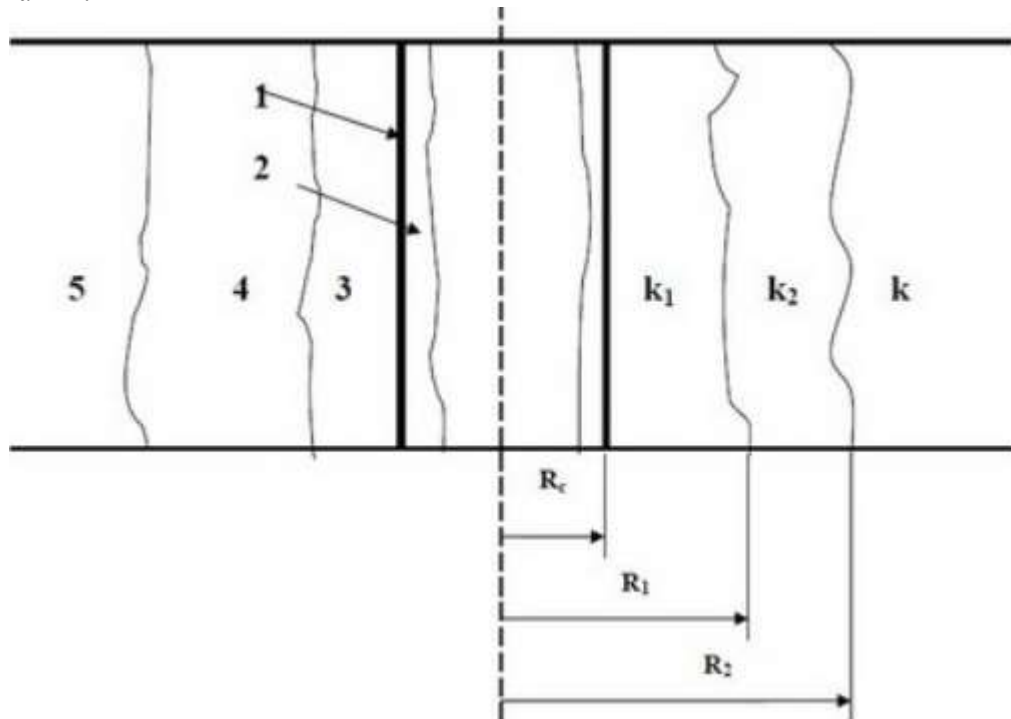


Рис.2 Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением:

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1 – стенка ствола скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона кольматации;  
4 – зона проникновения фильтрата бурового раствора; 5 – «чистый» пласт;  $k_1$  – проницаемость породы пласта в зоне кольматации;  $k_2$  – проницаемость породы пласта в зоне проникновения;  $k$  – проницаемость породы пласта естественная.

Поглощения начинаются при условии, что пласты обладают достаточной гидропроводностью и перепад давления в скважине и в пласте выше определенного значения, называемого критическим. Пример поглощения раствора во время бурения представлен на рисунке 3.



Рис. 3 Поглощение раствора при бурении

Борьба с поглощениями осуществляется использованием различных веществ таких как: жидкое стекло, каустическая сода, различные клеи и т.д. Но увеличение количества карбоната кальция является одним из наиболее экономически эффективных и простым в исполнении способом устранения осложнения.

Однако исследования доказывают, что увеличение количества данного компонента негативно влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) породы-коллектора: скин-фактор, проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП).

Хотя карбоната кальция является одним из самых растворимых элементов в воде (рисунок 4) при концентрации выше  $100 \text{ кг/м}^3$  он начинает выпадать осадком, плотно перекрывая соединение пласта со скважиной (рисунок 5).

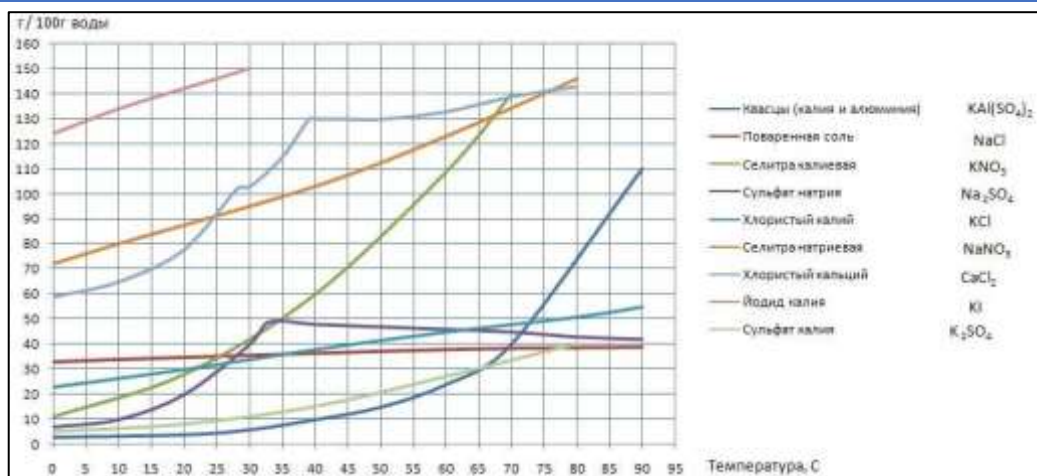


Рис. 4 Таблица растворимости различных элементов в воде в зависимости от концентрации

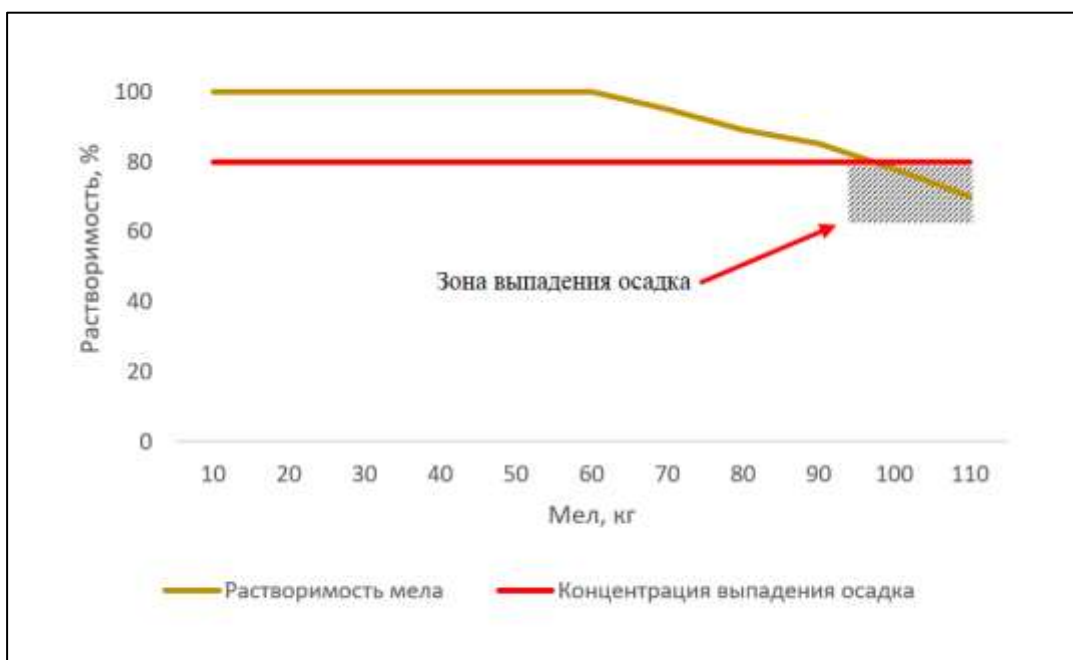
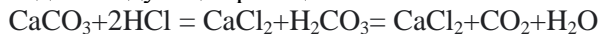


Рис. 5 Растворимость мела в буровом растворе

Для предотвращения ухудшения ФЕС при увеличении содержания  $CaCO_3$  уничтожения выпавшего осадка предлагается использовать обработки различными кислотами: соляной, азотной и уксусной.

Из данных кислот наиболее распространённой в нефтегазовой отрасли является соляная кислота ( $HCl$ ). При её взаимодействии с карбонатом кальция происходит следующая реакция:



Полученные компоненты:

$CaCl_2$  — хлорид калия, растворяется в воде;

CO<sub>2</sub> – углекислый газ, данный элемент в свою очередь может применяться как усовершенствованный способ для интенсификации нефтедобычи (при данном способе CO<sub>2</sub> обрабатывают ПЗП);

H<sub>2</sub>O – вода, безвредна для ФЕС пласта.

Ни один из полученных элементов не ухудшает ФЕС пласта, а углекислый газ возможно использовать для улучшения ФЕС.

### Вывод

При бурении скважин возможно возникновение поглощения бурового раствора, но популярный метод борьбы с данным осложнением (увеличение содержания карбоната кальция в растворе) является губительным для дальнейшей разработки пласта. Своевременное использование различных кислотных обработок позволит восстановить ФЕС пласта и восстановить рентабельность скважины.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А.И. Бурение горизонтальных скважин Краснодар: Совет. Кубань, 2008 – 424 с.
2. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Е.Н. Бухаленко - М.: Недра, 1983 г. - 502 с.
3. Вадецкий Ю.В. бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для нач. проф. образования. М.: Издательский центр «Академия», 2003 г. – 352 с.
4. Технологический регламент на бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин: РД 5753490-030-2001. – Тюмень, 2001.

УДК 621.373

### ИЗМЕРЕНИЕ СКОРОСТЕЙ ПРОБЕГА УПРУГИХ ВОЛН ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УПРУГО-ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАЗЦОВ КЕРНА ГОРНЫХ ПОРОД

*П.Н. Букин, М.Г. Каззян, К.В. Парфенов*

*e-mail: [bukin.pavel@mail.ru](mailto:bukin.pavel@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

В данной статье рассматривается способ диагностирования механических свойств горной породы путем замера скорости пробега упругих волн. Скорости распространения волн определяются составом, строением и состоянием горных пород которые, в свою очередь, зависят от гранулометрического и минерального состава твердых частиц, глубины залегания, возраста пород, степени метаморфизма, плотности, пористости, трещиноватости, разрушенности, выветренности, водонасыщенности, нефтегазонасыщенности и других факторов. Основная гипотеза заключается в определении характеристик горной породы, путем замера скорости пробега упругой волны.

**Ключевые слова:** упругие волны, механические свойства горной породы, упруго-деформационные характеристика, скорость пробега упругой волны.

Скорости распространения упругих волн являются характерным признаком горной породы. Методики их определения подразделяются на лабораторные (измерения на образцах), скважинные (сейсмические и акустические наблюдения в скважинах), полевые (расчет скорости в результате интерпретации данных сейсморазведки). Возможность определения скоростей пробега упругих волн, наиболее быстрым и точным методом является актуальной задачей, при проведении геолого-промысловых работ.

Для измерения скоростей пробега волны используется время-пролётный метод акустического контроля, который представляет собой аппаратно-программный комплекс для проведения измерений прочности материала по дифракционно-временному методу неразрушающего контроля. Методика исследования заключается во взаимодействии краев неоднородностей в материале с ультразвуковыми волнами. Данное взаимодействие вызывает испускание дифракционных волн в довольно разнообразном диапазоне частот.

Для проведения опыта необходимо замерить расстояние между преобразователями, которые должны быть плотно прижаты к образцу, погрешность измерения не более 1 мм.

Преобразователи ультразвуковых колебаний вручную или с помощью специальных устройств (струбцина) прижимают к противоположным поверхностям образца так, чтобы их оси максимально совпали. Высокочастотный генератор в комплекте с датчиком акустической эмиссии является излучателем продольных волн: через указанный интервал следования генерируются однопериодные волны определённой амплитуды. Приемником же является второй датчик.

Изначально, для подтверждения заявленной гипотезы был проведением эксперимент с использованием кубического образца стали длиной 50 мм. На рисунке 1 представлены следующие результаты:

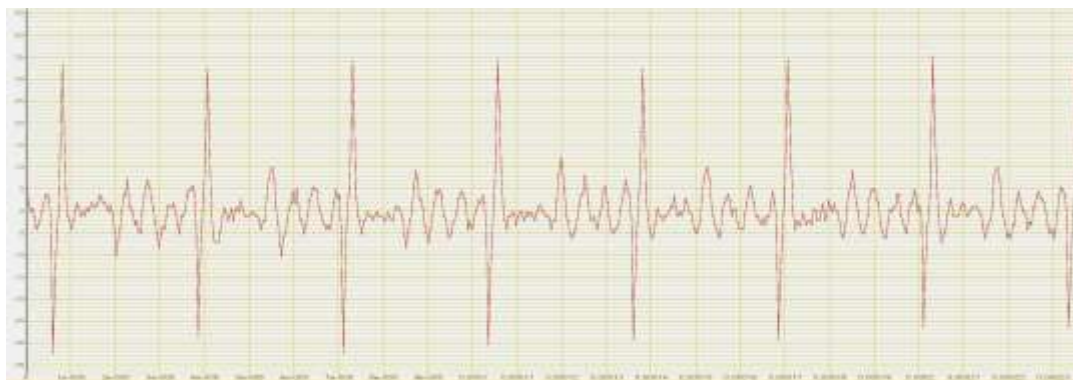


Рисунок 1. – Оциллограмма образца Сталь-40

Скорость распространения в горных породах упругих волн ( $V_p$ ) в м/с для каждого измерения вычисляют по формуле (1):

$$V_p = \frac{L}{t_p - t_s} \quad (1)$$

$L$  — измеренное расстояние между преобразователями

$t_p$  — время пробега волны от излучателя до приемника, с;

$t_s$  — время пробега сдвигового импульса от излучателя до приемника, с;

При проведение эксперимента, среднее время пробега волны исходя из полученных данных составляет 8,7 мкс. (рис.2).

Произведя расчеты скорости пробега волны, она составляет 5747/с, что сопоставимо со справочными значениями, скорости пробега волны в стали.

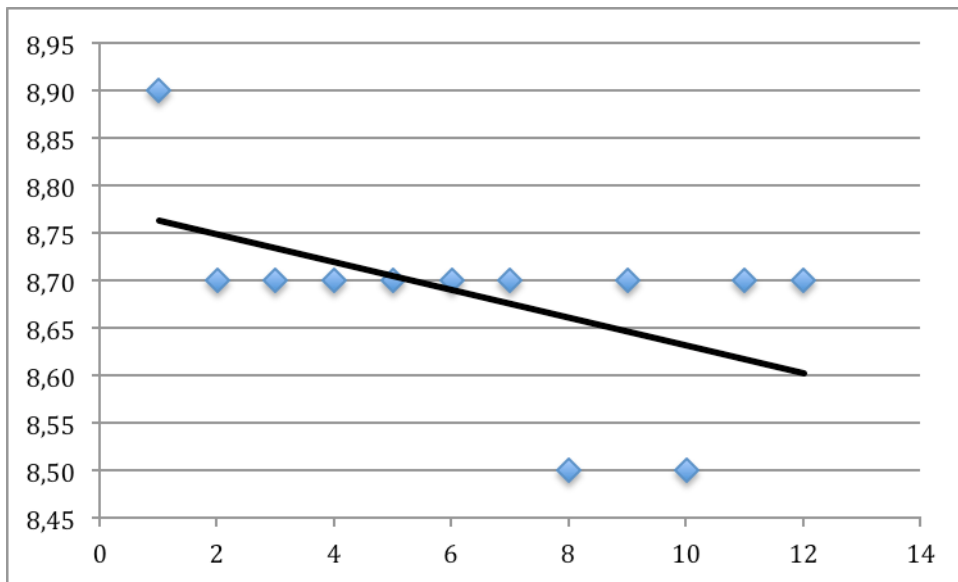


Рисунок 2. – Время пробега волны, образец Сталь-40

Таким образом, можно сделать вывод о том, что данная методика измерения скоростных характеристик волны является корректной и ее можно использовать для определения скорости пробега волны в горных породах, для дальнейших исследования упруго-деформационных характеристик образцов горных пород.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по инженерным изысканиям в горных выработках, предназначенных для размещения объектов народного хозяйства / 1977. – С. 484
2. Василевская Л.С., Чернышев И.В. Оценка напряженного состояния горных пород в глубинных скважинах / Василевская Л.С., Чернышев И.В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. – С. 75-84
3. Ляшенко В.И. Развитие научно-технических основ мониторинга состояния горного массива сложноструктурных месторождений / Ляшенко В.И. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – №3. – С. 123-141.
4. Иванов, А.А. Автоматизация технологических процессов и производств: Учебное пособие / А.А. Иванов. - М.: Форум, 2012.



**БУРЕНИЕ ПРОТЯЖЕННОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПТИМИЗИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**

*А.В. Липатов*

*e-mail: [lipatovalexander@mail.ru](mailto:lipatovalexander@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

В статье рассмотрен вопрос увеличения дохождения нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью 2000м путём подбора комбинированной бурильной колонны с увеличением жёсткости в местах возникновения баклинг-эффекта. За счёт оптимального состава БК и использования раствора на углеводородной основе удалось повысить дохождение нагрузки в режиме направленного бурения стандартной КНБК. Так ранее используемые компоновки бурильных колонн подвергались «складыванию» при достижении длины ГС 1000-1200м, что приводило к невозможности соблюдения плановой траектории и необходимости бурения последних 200-300м горизонтальной секции в роторном режиме. Комбинированные бурильные колонны позволили значительно увеличить дохождение нагрузки при направленном бурении стандартной КНБК, а использование РУО значительно снизило силы сопротивления в открытом и обсаженном стволе, что позволило пробурить скважины с длиной горизонтального участка 2000м.

**Ключевые слова:** компоновка низа бурильной колонны; горизонтальный ствол; баклинг-эффект; продольный изгиб; комбинированная колонна бурильных труб; направленное бурение; раствор на углеводородной основе.

Для повышения эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и сокращения времени строительства скважин перед нами стояла задача увеличения длины горизонтальных скважин с 1000м до 2000м. Таким образом мы увеличиваем количество проводимых стадий ГРП до 15-ти и уменьшаем количество скважин на кустовой площадке. Однако при протяженности горизонтального участка более 900м наблюдается недохождение осевой нагрузки при направленном бурении из-за «складывания» инструмента, результатом чего является снижение МСП, невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения данного участка только в роторном режиме. Поэтому, как-правило, такие скважины всегда бурились с помощью РУС.

Одной из причин данной тенденции является проведение и повышение технологической сложности многостадийного ГРП, выраженное в количестве проводимых стадий. На данном этапе увеличение числа горизонтальных скважин для проведения многостадийного ГРП и освоения трудноизвлекаемых запасов ставит задачу качественного и безаварийного строительства горизонтальных секций протяженностью от 900 м и более. Однако основной проблемой при бурении таких протяженных горизонтальных участков является «складывание» инструмента и невозможность бурения в направленном режиме из-за срывов инструмента и скачков давления, следствием чего является невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения последних 100-300м горизонтальной секции в

роторном режиме. Таким образом, вопрос увеличения доведения осевой нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью 2000 м является актуальной задачей.

Основной причиной недохождения осевой нагрузки является повышенные силы сопротивления перемещению бурильной колонны, возникающие в зоне её сжатия. Так, при направленном бурении без вращения БК наиболее склонными к возникновению продольного изгиба являются прямолинейный участок, где требуется создать высокие сжимающие нагрузки, чтобы «протолкнуть» колонну и нижний участок набора параметров кривизны, после которого бурится длинный горизонтальный участок. Таким образом для реализации данного проекта требовалось снизить силы сопротивления в открытом и обсаженном стволе и увеличить жесткость БК в зонах её сжатия.

Для снижения коэффициентов трения в открытом и обсаженном стволе применялся раствор на углеводородной основе, к преимуществам которого можно отнести: минимальное отрицательное влияние на свойства коллектора; высокая термостойкость; многократное повторное использование; хорошая смазывающая способность и снижение износа бурильных труб и элементов КНБК. Однако есть и недостатки: высокая стоимость, пожароопасность, высокие рабочие давления, переоборудование буровой для работы с РУО.

В результате анализа применения данного раствора было установлено снижение фактических коэффициентов трения практически вдвое по сравнению со стандартным полимерным буровым раствором.

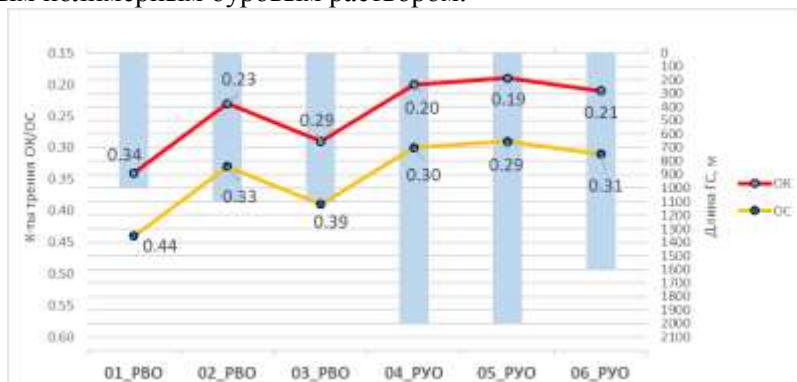


Рисунок 1. – Сравнительный анализ коэффициентов трения ОК/ОС

Однако простой перевод скважины на РУО не позволял добиться буримости данных скважин, поэтому для увеличения жёсткости БК была подобрана и предложена комбинированная колонна из стальных бурильных труб 102 и 89 мм. Её существенным отличием от обычной компоновки является размещение 102мм бурильного инструмента не только в зоне растяжения, но и в зонах критического сжатия (Рис.2). В виду более высоких прочностных характеристик и изгибной жёсткости данная труба позволяет выдерживать большие сжимающие нагрузки без потери продольной устойчивости, что обеспечивает лучшее доведение осевой нагрузки до долота. Также данные трубы имеют большее проходное сечение и схожие весовые параметры по сравнению с 89мм, что незначительно увеличивает общий вес колонны, но зато обеспечивает большой запас по максимально

возможному расходу промывочной жидкости, что позволяет создавать больший расход и улучшить вынос шлама. На рисунке 2 показано, что при использовании комбинированной бурильной колонны удаётся доводить осевую нагрузку до долота порядка 4т при достижении окончательного забоя.



Рисунок 2. – БК увеличенной жёсткости

Для сравнения на рисунке 3 представлена стандартная компоновка, состоящая из стальных и толстостенных бурильных труб диаметром 89мм. Данными компоновками бурятся большинство горизонтальных стволов скважин в виду их наличия у бурового подрядчика. Однако из-за недостаточной изгибной жёсткости данная труба теряет продольную устойчивость уже после 1200м горизонтального участка и дальнейшее углубление возможно только роторным способом, что ведёт к потере плановой траектории. Также из-за малого проходного сечения, в случае применения РУО, наблюдаются высокие рабочие давления при малом литраже, что приводит к ухудшению выноса шлама и увеличению ЭЦП. Таким образом, данная компоновка не подходит для бурения скважин с длиной горизонтального ствола 2000м.



Рисунок 3. – Стандартная БК для бурения горизонтальной секции

На рисунке 4 представлен график сравнительного анализа скоростей проходки при бурении горизонтальных участков скважин разной длины на полимерном буровом растворе и РУО со стандартной КНБК (Долото+ВЗД+Т/С). Как мы видим горизонты длиной 1000м бурились практически с одинаковой скоростью в 20м/ч, а при бурении самого длинного горизонтального участка 2034м скорость составляла всего 11,5м/ч. Это связано с тем, что последние 300м доведение нагрузки ухудшалось и приходилось проводить мероприятия по очистке ствола скважины. Таким образом, для обеспечения наибольшей скорости проходки оптимальная длина горизонтального ствола составляет 1700м, что и было подтверждено на 6 скважине, она была пробурена со скоростью 21 м/ч, практически такой же, как и на самом коротком горизонте на данной кустовой площадке.



Рисунок 4. – График сравнительного анализа МСП

Таким образом, с помощью установки стальных бурильных труб диаметром 102мм в зонах критического сжатия и применения РУО возможно достижение длины горизонтального участка 2000м, при этом оптимальной длиной, с точки зрения высокой МСП, является 1700 метровый горизонтальный ствол.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Применение комбинированных бурильных колонн для строительства горизонтальных участков скважин большой протяженности // Нефть.Газ.Инновации 2020. №1. С.48-51.
2. Стрельцов А.В., Ибус Р.А., Грисюк П.В. Положительный опыт применения растворов на углеводородной основе на лицензионных участках ПАО «Газпромнефть» [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. Сентябрь 2020. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-09/42>
3. Трофимова Т. Плюс в основе [Электронный ресурс] // Сибирская нефть. №147 декабрь 2017. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-december/1306551/>

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОНИЦАЕМОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ  
БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

*В.И. Никитин, Д.А. Кабаева, А.Е. Коновалова*

*e-mail: [nikitinv@list.ru](mailto:nikitinv@list.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

Буровые промывочные жидкости являются одной из важнейших составляющих процесса бурения скважин. Одним из наиболее важных параметров жидкости вскрытия продуктивного пласта на водной основе, является показатель фильтрации. Показатель фильтрации определяется экспериментальным путём с использованием фильтр-пресса статического или динамического типа. Анализируя законы фильтрации можно сделать вывод, что из параметров, измеряемых лабораторными методами на показатель фильтрации, влияет как проницаемость фильтрационной корки, так и вязкость фильтрата. Физико-химическое взаимодействие реагентов буровых промывочных жидкостей, влияющее на показатель фильтрации, намного сложнее определить, чем параметры, входящие в уравнение фильтрации. В данной статье представлено авторское программное обеспечение, позволяющее определить проницаемость фильтрационной корки по результатам стандартного теста на фильтр-прессе. Результаты, полученные с использованием данного программного обеспечения, могут быть использованы с целью дальнейшей оптимизации рецептур буровых растворов и снижению их фильтратоотдачи.

**Ключевые слова:** Проницаемость, фильтрационная корка, буровой раствор, буровая промывочная жидкость, фильтрация фильтр-пресс, водоотдача.

Водоотдаче буровых промывочных жидкостей посвящено достаточно большое количество исследований. В большинстве работ предлагаются новые способы снижения фильтрации, без углубленного изучения самого механизма фильтрации через корку, обозванную за время контакта жидкости с породой. Исходя из законов фильтрации, очевидно, что значительное влияние на данный процесс оказывают как характеристики самой корки, так и свойства жидкости, отфильтровывающийся через неё. В работе [1] представлен метод определения проницаемости фильтрационной корки по дистиллированной воде с использованием классического закона Дарси:

$$k = \frac{Q\mu_g h}{A\Delta p t}, \quad (1)$$

где  $Q$  - объём отфильтрованной дистиллированной воды за 30 мин, м<sup>3</sup>,  
 $\mu_g$  - вязкость дистиллированной воды, Па·с,  $h$  - толщина фильтрационной корки, м,  $A$  - площадь фильтрационной корки, м<sup>2</sup>,  $\Delta p$  - перепад давлений, Па, создаваемый фильтрационной установкой,  $t = 1800$  с (30 минутный тест). Определённая проницаемость корки, по формуле (1) является относительным показателем, косвенно характеризующий фильтрационные параметры корки.

Аргументируется это тем фактом, что значение проницаемости, полученное данным путём актуально только для дистиллированной воды. Эти данные могут пригодиться только для независимого сравнения проницаемостей корок различных буровых промывочных систем. Если анализировать реальный фильтрационный процесс, то через фильтрационную корку в пласт проникает фильтрат промывочной жидкости. У различных типов промывочных жидкостей могут быть абсолютно разные динамические вязкости фильтратов при одинаковом показателе фильтрации за 30 минут или наоборот, при различных показателях фильтрации близкие значения динамической вязкости. Анализируя данный факт необходимо определять проницаемости корки для фильтрата промывочной жидкости, которая её образует. Данная задача актуальна при изучении механизма фильтрации с целью изменения рецептуры промывочной жидкости для снижения показателя фильтрации. Таким образом можно будет оценить какую проницаемости для данной вязкости буровой промывочной жидкости имеет корка и какие предпринять действия для снижения водоотдачи. Также проницаемость корки для фильтрата необходима в задачах математического моделирования фильтрации при бурении [3, 4]. В работах [4, 5] предложен метод определения проницаемости фильтрационной корки по фильтрату. Данный метод основан на анализе всего фильтрационного эксперимента в течении 30 минут. Проницаемость, полученная данным путём, является проницаемостью по фильтрату и может быть использована при расчетах проникновения фильтрата в пласт [6].

На языке Wolfram Language реализована методика [3] по расчёту проницаемости фильтрационной корки на основании показаний фильтр-пресса [7]. Программа может быть запущена на любом персональном компьютере с предустановленной свободно распространяемой оболочкой Wolfram Player. Расчетная методика базируется на методах корреляционного и регрессионного анализа, применяемого к задаче описания эмпирических данных в рамках линейного закона фильтрации (1). Полный интерфейс программы представлен на рисунке 1 и рисунке 2. Расчет проницаемости фильтрационной корки осуществляется при окончании её формирования, то есть по истечении участка мгновенной фильтрации. Принцип работы программы заключается в нахождении линейной зависимости по коэффициенту корреляции с возможностью ручной корректировки рассматриваемого набора точек и переходу к линейной однопараметрической зависимости, соответствующей закону Дарси, по которому определяется коэффициент корреляции. В программе выводится значение коэффициента корреляции, вычисляемого на линейном участке. В левой части окна представлены входные параметры задачи. Их можно задавать при помощи полос прокрутки или нажав в конце полосы прокрутки на знак «+» в окне дополнительного ввода можно ввести числовое значение. Начальное окно программы после запуска, с инициализированными «по умолчанию» значениями параметров показано на рисунке 1. Если необходимо оценить влияние входного параметра на выходные значения расчетных параметров, в том числе представленных графиками, можно использовать дополнительные кнопки данной панели, нажатия на которые приведут к анимированию графического окна при варьировании выбранного параметра.



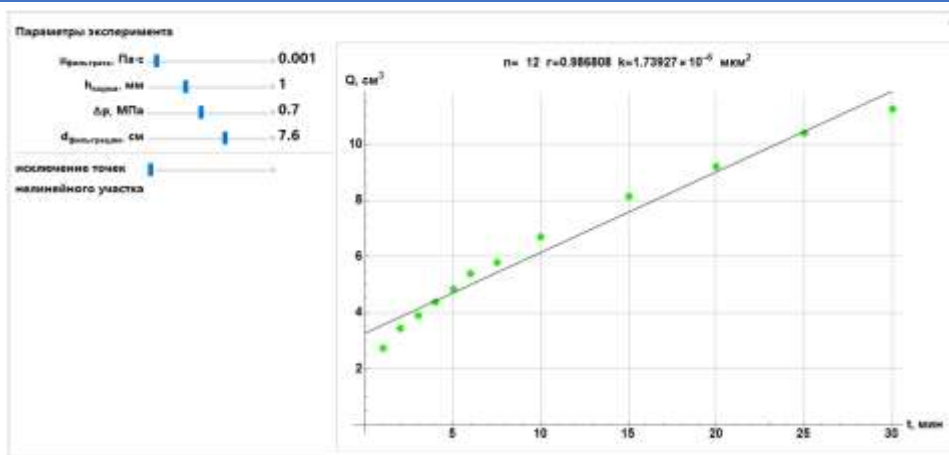


Рисунок 1. - Начальный интерфейс программы по расчету проницаемости

Входные параметры эксперимента включают в себя вязкость фильтрата  $\mu_{\text{фильтрата}}$  (Па·с), толщину фильтрационной корки  $h_{\text{корки}}$  (мм), перепад давлений во время фильтрационного эксперимента  $\Delta p$  (МПа), диаметр фильтрационной поверхности  $d_{\text{фильтрации}}$  (см). Единицы измерения данных величин выбраны из удобства ввода. Внутри программного обеспечения данные величины конвертируются в систему СИ, в которой происходят вычисления. Ниже блока входных параметров располагается полоса прокрутки, при помощи которой можно исключить точки с нелинейного участка. При исключении каждой точки, её изображение на графике становится красным, и линия регрессии перестраивается в соответствии с оставшимися точками, которые обозначаются зелёным цветом. Данный эффект виден при сравнении графиков с рисунков 1 и 2. Выше графика отображается количество оставшихся точек  $n$ , значение коэффициента линейной корреляции  $r$  для оставшихся точек и расчётное значение проницаемости фильтрационной корки  $k$ , переведённый в  $\text{мкм}^2$ . Таким образом можно подобрать исходя из коэффициента корреляции и визуальной оценки линейного участка оптимальное расположение линейного участка, на основании которого производится расчет проницаемости по линейному закону Дарси.

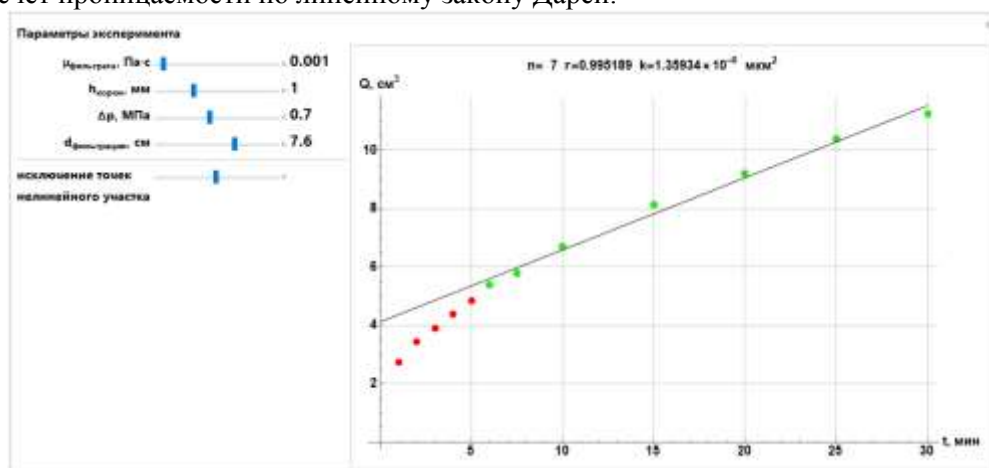


Рисунок 2. - Интерфейс программы по расчету проницаемости при удалении точек

Начальная инициализация линий прокрутки для вязкости фильтрата соответствует вязкости воды, начальное значение толщины корки составляет 1 мм, перепад давлений инициализируется стандартным значением для фильтра прессов компании Fann, 0.7 МПа, что соответствует 100 psi, диаметр фильтрационной поверхности также стандартный для фильтр-прессов Fann и составляет 7,6 см. Каждый из этих параметров подлежит точной настройке, но при работе в одних и тех же условиях значения перепада давлений и диаметра фильтрационной поверхности не нужно изменять, так как «по умолчанию» они имеют правильные значения для большинства фильтр-прессов. Для построения кривой фильтрационного процесса необходимо подключение таблицы значений объёма фильтрации от времени фильтрации на фильтр-прессе. Структура табличного файла Excel состоит из двух столбцов без подписей. Первый столбец – время в минутах, второй – объём фильтрата в см<sup>3</sup>. Для подключения табличного файла Excel – необходимо дать ему название `filtexperiment.xlsx` и поместить его в директорию с файлом программы. После запуска программы, точки из файла будут отражены в графическом окне зелёным цветом, так как изначально все точки загружаются как активные. Визуальный контроль нахождения линейного участка, подтверждаемый коэффициентом корреляции, позволяет производить тонкую настройку параметров и высокую точность расчета проницаемости исходя из закона фильтрации.

Программа предназначена для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости. Программа может использоваться в сервисных компаниях по буровым растворам и специализированных лабораториях при проектировании и тестировании буровых промывочных жидкостей. Функциональные возможности программы включают в себя возможность обработки данных, полученных на фильтр-прессе, с выявлением линейного участка фильтрации и вычислением проницаемости фильтрационной корки по закону Дарси. Результаты, полученные с использованием данного программного обеспечения, могут быть использованы с целью дальнейшей оптимизации рецептур буровых растворов, способствующих повышению качества вскрытия продуктивных пластов [8]. Программа прошла государственную регистрацию в Федеральном институте промышленной собственности - реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021664846 от 14.09.2021 [9].

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Овчинников, В.П. Справочник бурового мастера. Том 1: учебно-практическое пособие / В.П. Овчинников [и др.] – Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
2. Nikitin, V.I. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottom-hole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*, Volume 2, 2019. P 558-562.
3. Никитин, В.И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. - №11. - 2021. - с. 29-31
4. Никитин, В.И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путём анализа кривой фильтрационного процесса // *Нефть. Газ. Новации*. – №10. 2018. С.48-50.

5. Никитин, В.И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путём анализа кривой фильтрационного процесса / В.И. Никитин, А.В. Леонтьев // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018. С.27-32
6. Никитин В.И. Инженерные расчеты при бурении скважин на основании показаний фильтр-пресса: учебно-методическое пособие / В.И. Никитин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2021. – 60 с.
7. ANSI/API 131/ISO 10416. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004.
8. Nikitin, V.I Analysis of the results of the experiment to determine the saturation of the filtrate of drilling fluid of the core sample/ V.I. Nikitin, O.A. Nechaeva, G.S. Mozgovoi // III international scientific practical conference “breakthrough technologies and communications in industry and city” (btci'2020), december 2-3, 2020, Volgograd, russian federation
9. Никитин, В.И. Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости. Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021664846 от 14.09.2021.

УДК 550.832.4:550.834:622.234.573

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНТУРА ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДА И ВЫЯВЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ РАССТАНОВКИ СЕЙСМОПРИЕМНИКОВ ПРИ НИЗКОЧАСТОТНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ

*К.В. Сюраева, В.В. Живаева*

*e-mail: [syuraeva94@mail.ru](mailto:syuraeva94@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
г.Самара, Россия*

В статье представлены результаты моделирования при интерпретации данных низкочастотного сейсмического зондирования и выявлена оптимальная расстановка приборов для проведения микросейсмического зондирования. Низкочастотное моделирование проводилось с применением метода Монте-Карло, который позволяет по спектральным характеристикам микросейсмического сигнала оконтурить залежь углеводородов. Полный алгоритм расчета реализован на языке программирования Python с использованием свободно распространяемых библиотек.

**Ключевые слова:** оконтуривание залежей углеводородов, метод Монте-Карло, микросейсмические исследования (МСИ), низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ), обработка микросейсмических сигналов, интерпретация данных НСЗ.

В современном мире геофизические методы исследования занимают немаловажную роль при изучении земной коры, а методы сейсморазведки являются наиболее информативными, как в научных, так и в практических целях.

Наибольшую популярность имеют активные методы, но в нефтегазовой сейсморазведке существует и другой класс методов, который изучает сейсмический шум Земли (микросейсмы). Присутствие микросейсмических волн в земной коре постоянно. Они порождаются удаленными землетрясениями, различными атмосферными явлениями, могут отражать движение транспорта и работу промышленных объектов.

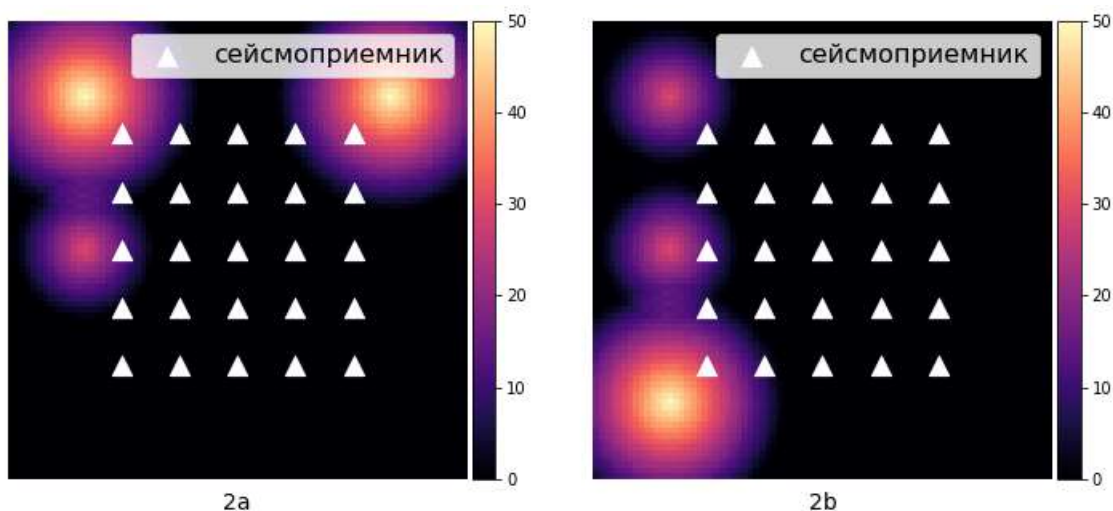
Микросейсмические исследования (МСИ) – это пассивный метод сейсморазведки, который включает низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) [1] и мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП) [5]. Принцип работы низкочастотного зондирования основан на регистрации сейсмического сигнала на дневной поверхности и выявлении низкочастотных 1–10 Гц аномалий [2]. Присутствие в спектре сигнала значений с повышенными амплитудами свидетельствует о наличии залежи углеводородов, и при последующей интерпретации может использоваться для её оконтуривания.

Проведение площадных работ методом НСЗ осуществляют через регистрацию микросейсмических волн приборами, которые расставляются на земной поверхности. Иногда для того чтобы провести исследование участка требуется сотни сейсмоприемников, что в свою очередь не дает фиксировать микросейсмы одновременно и занимает длительное время для проведения съемочного этапа работ. Целью работы стало выявление оптимального количества приборов и расстояния между точками физических наблюдений.

*Объект исследования.* Для исследования создается геологическая 2D модель размером 2х2 км. На модельной площади задается расположение сейсмоприемников (датчиков) (рис.1), также на модель наносится предполагаемое местонахождение скопления углеводородов. Углеводородная залежь задается разным диапазоном значений, чтобы показать различную интенсивность энергии сигнала, исходящего от залежи [4]. Центр залежи обозначаем высокими значениями, которые уменьшаются к периферии. Чтобы проанализировать как можно больше вариантов, было смоделировано 3933 геологических моделей, в которых рассматривались варианты с разным количеством, размером и расположением залежей (рис.2).



**Рисунок 1.** Геологическая 2D модель и расстановка 25 приборов.



**Рисунок 2.** Геологические модели с залежами углеводородов (УВ): 2а – 2 крупных и одно мелкое скопления УВ, 2b – 1 крупное и 2 мелких скопления УВ.

*Разработка метода.* При разработке методики стоит учитывать одну особенность: датчик, регистрирующий микросейсмы, принимает сигнал не с точки под ним, а с некой площади – апертуры, размеры которой точно не установлены. Исходя из технических особенностей приемников, для расчета была принята окружность радиусом 1 км [6]. В работе [6] говорилось, что при расстановке датчиков квадратной сеткой их апертуры накладывались друг на друга, поэтому в разных точках можно получить части одного и того же сигнала. Так как апертуры часто перекрываются друг другом можно сетку приборов разредить без потери данных. Эксперимент проведен для 6 вариантов расстановки приборов.

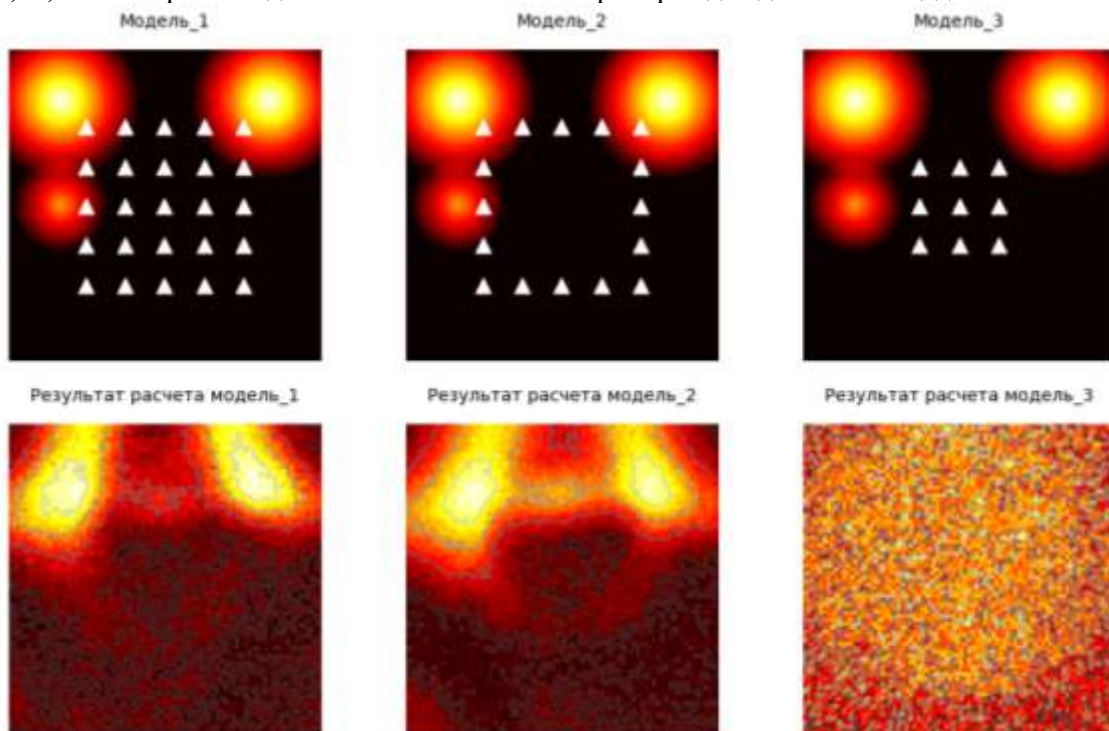
Для проведения расчетов в данном исследовании был выбран метод Монте-Карло, который основан на статистическом анализе большого числа реализаций случайного процесса, который в дальнейшем оценивается статистически [6]. Если применять эту методику на реальных данных, то моделирование контура залежи проводится после фильтрации и нормализации энергии микросейсм [3, 4].

*Методика обработки.* Геологическая 2D модель представлена набором точек, каждая точка задается нулевым значением, а в местах, где располагается предполагаемое скопление УВ, значения точек отличные от нуля (рис. 2). Расположение датчиков определяется вручную. На модельную площадь приборы наносятся по заранее присвоенным значениям, которые указывают на их местоположение. Для вычислений и моделирования геологической площади применялся язык программирования *Python* с использованием свободно распространяемых библиотек *NumPy*, *SciPy*, *Pandas*. Для визуализации полученных результатов применялась библиотека *Matplotlib*.

Для проверки вычислений создается модельная площадь, которая представлена набором точек с нулевыми значениями, назовем ее «Нулевая модель». Затем делается расстановка приборов, по которым производятся вычисления. Поскольку сейсмоприемник принимает сигнал с конечной апертуры (окружности), каждому прибору, к значениям координат, добавляется показатель, равный сумме

энергии сигнала. После проведения подготовительных этапов вычислений, например, расчет такого параметра, как «дельта», применяем метод Монте-Карло. На этой стадии расчетов нужно провести выборку случайных точек, которая равна 0.5% от общего числа точек «Нулевой модели». Далее ко всем случайно выбранным числам прибавляется число(+x) и снова считаем параметр «дельта», если значение «дельты» больше предыдущего вычитаем число, умноженное на 2 (-2x). Если значение «дельты» меньше предыдущего, то возвращаемся к шагу выборки случайных чисел. Весь расчет производится в цикле до тех пор, пока разница между «дельтами» не будет превышать 1% или пока не произведет  $2 \cdot 10^4$  итераций.

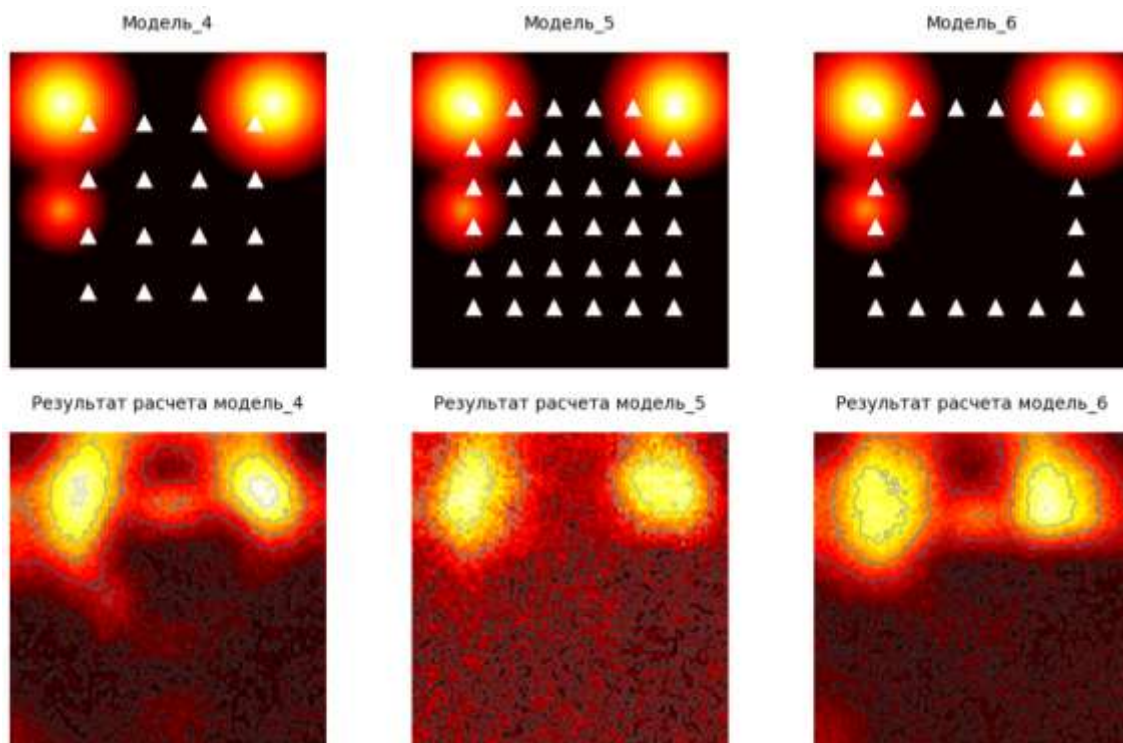
На рисунке 3 представлены результаты расчетов для 1-3 вариантов расстановки приборов. В верхней части рисунка представлена расстановка приборов на геологической 2D модели, в нижней части – модельные площади, которые мы получили в результате расчетов. Оценить результаты можно с помощью значения дельты, которая показывает насколько различаются между собой геологическая и модельная площади. Дельта в данном случае рассчитывается как сумма квадратов разницы значений между геологической и модельной площадями. Чем меньше значение дельты, тем лучше сходимость результатов и тем лучше происходит оконтуривание залежи. Как можно заметить, моделирование методом Монте-Карло на моделях 1 и 2 показало хорошие результаты. В модели 1 использовалась расстановка 25-ти приборов квадратной сеткой через расстояние между ними равное 250 м., дельта в этом случае равна 0.56. В модели 2 использовалась расстановка, как в модели 1 только исключили 9 центральных датчиков, дельта равна 0.65. В 3 модели 9 приборов были расставлены квадратной сеткой через 250 м, дельта равна 1,23, что говорит о недостаточном количестве приборов для данной площади.



**Рисунок 3.** Результаты расчетов для 1-3 вариантов расстановки приборов

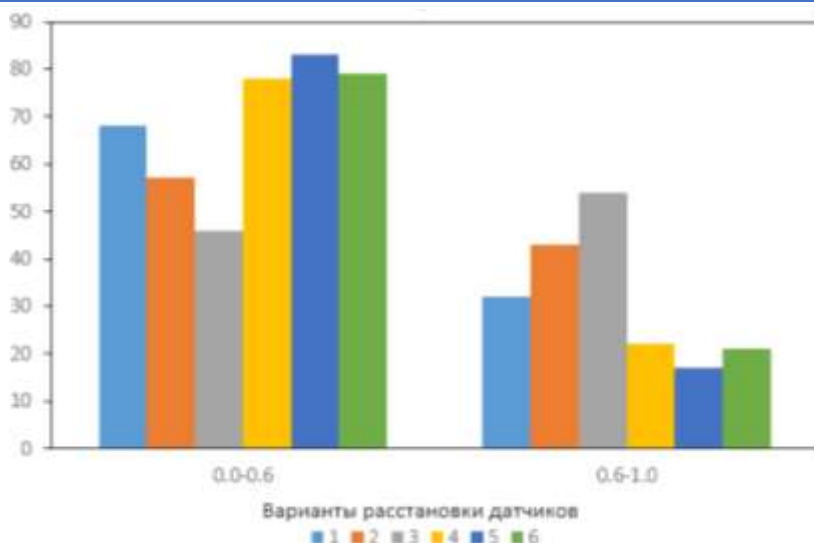


На рисунке 4 представлены результаты расчетов для 4-6 вариантов расстановки приборов. В модели 4 использовалась расстановка 16-ти приборов квадратной сеткой через расстояние равное 350 м., дельта в этом случае равна 0.6. В 5 модели 36 приборов были расставлены квадратной сеткой через 250 м, дельта равна 0,6. В модели 6 использовалась расстановка, как в модели 5 только исключили 16 центральных датчиков, дельта равна 0.64.



**Рисунок 4.** Результаты расчетов для 4-6 вариантов расстановки приборов

Общий расчет был проведен для 6-ти вариантов расстановки приборов на смоделированных 2D геологических моделях в количестве 3933 штук. В каждом варианте оценивалось количество моделей, значения дельты которых вошли в тот или иной диапазон от 0 до 0.6 или от 0.6 до 1 (рис.5). Результаты показали, что самым оптимальным вариантом расстановки оказался 4 вариант (рис.4, модель 4): расчетные модели имеют малое расхождение с смоделированными и используется 16 датчиков, которые без потери данных регистрируют микросейсмический сигнал.



**Рисунок 5.** Гистограмма итоговых расчетов

Таким образом, в настоящей работе было проведено исследование на выявление оптимальной расстановки приборов при оконтуривании залежи методом Монте-Карло. В расчетах учитывалось разное местоположение залежи и исследованы случаи, в которых залежи имеют различную интенсивность энергии сигнала. Результаты исследований показали, в случае расстановки приборов 4-ым вариантом, оконтуривание залежи методом Монте-Карло имеет хорошую сходимость рассчитанных моделей с геологическими 2D моделями.

Выявление оптимального количества сейсмоприемников и изменение расстояния между ними поможет одновременно фиксировать микросейсмический сигнал, и за более короткий промежуток времени проводить съемочный этап работ.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Д.В. Бережной, Е.В. Биряльцев и др. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды // НИИ математики и механики Казанского университета. 2003-2007гг. / Научн. ред. и сост. А.М. Елизаров. – Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. – С.360-386.
2. Б.М. Графов, С.Л. Арутюнов и др. Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика. – 1996. – №5. – С.24-28.
3. Р. А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев, Комбинированный подход к фильтрации узкополосных помех при анализе данных низкочастотного сейсмического зондирования // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – №6. – С.6-10.
4. Р. А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев. Спектральные характеристики микросейсмических сигналов при низкочастотном сейсмическом зондировании // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – №1. – С.64-67.
5. А.А. Подъячев, В.И. Никитин. Применение пакетов символьных вычислений при анализе сигнала микросейсмической эмиссии // Нефть. Газ. Новации. – 2018. - №10. – С. 65-67.

6. К.В. Сюраева, Р. А. Еремин, А.А. Подъячев. Моделирование Монте-Карло при интерпретации данных низкочастотного сейсмического зондирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – №11 (347). – С. 57-60.

УДК 622.24:622.016.25:622.24.063.2

## ПРИМЕНЕНИЕ EXCEL ДЛЯ РАСЧЁТА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

*В.А. Капитонов*

*ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «СамГТУ»  
г. Самара, Российская Федерация*

В статье приведен алгоритм расчёта гидравлических потерь, возникающих при циркуляции бурового раствора на водной основе. С целью автоматизации вычислений, расчётные формулы сразу показаны в ячейках листов Excel. Из анализа литературы известно, что для растворов на водной основе расхождение между расчётными и измеряемыми значениями давления находятся в диапазоне (0 – 1) МПа как для вертикальных, так и для горизонтальных стволов скважин.

**Ключевые слова:** расчёт гидравлических потерь, автоматизация вычислений, буровые растворы на водной основе.

## EXCEL APPLICATION FOR WELL FLUSHING CALCULATION

V.A. Kapitonov

SamaraNIPIneft LLC, Samara State Technical University, Samara,  
Russian Federation

The article presents an algorithm for calculating hydraulic losses that occur during the circulation of water-based drilling fluid. In order to automate calculations, the calculation formulas are immediately shown in the cells of Excel sheets. It is known from the literature analysis that for water-based fluids, the discrepancy between the calculated and measured pressure values is in the range of (0 – 1) MPa for both vertical and horizontal wellbores.

**Key words:** calculation of hydraulic losses, automation of calculations, water-based drilling fluids.

## Введение

Мировая нефтяная промышленность применяет стандарты в основном двух ведущих организаций по стандартизации: Международной организации по стандартизации (ISO) и Американского института нефти (API). Основное руководство по реологии и гидравлике растворов для бурения нефтяных скважин API RP 13D-1995 было разработано в июне 1995 года и объединило ранее применявшиеся бюллетени стандартизации API BUL 13D от 1985 года. В настоящее время действующей является седьмая редакция API RP 13D-2017 [1]. Рекомендованная практика API 13D, описывающая реологию и гидравлику буровых растворов, не имеет аналога ISO.

Основными задачами реологии бурового раствора являются вынос шлама и обеспечение седиментационной устойчивости. По мере развития технологии буровых работ состав бурового раствора усложнялся. Классические буровые растворы на основе бентонита были заменены буровыми растворами на полимерной основе. Такими исследователями, как Кларк [2], Замора и Пауэр [3] обосновывается необходимость частого пересмотра стандартов и сокращение разрыва между теоретическими и практическими решениями для буровых растворов.

## Пример гидравлического расчёта по API RP 13D-1995

При циркуляции бурового раствора между промысловочной жидкостью, стенкой бурильной трубы и кольцевым пространством возникает трение, приводящее к потере давления. Фактически на давление насоса  $\Delta p_p$  влияют [4]:

1. Потери давления на трение в наземном оборудовании ( $\Delta p_s$ ), таком как вертлюг, линия манифольда.
2. Потери давления на трение внутри бурильной колонны ( $\Delta p_{ds}$ ) (бурильные трубы ( $\Delta p_{dp}$ ) и утяжеленные бурильные трубы ( $\Delta p_{dc}$ )).
3. Потери давления на трение при выходе из долота ( $\Delta p_b$ ).
4. Потери давления на трение в затрубном пространстве вокруг бурильной колонны ( $\Delta p_a$ ).

В целом потери давления на трение в долоте ( $\Delta p_b$ ) и наземной системе труб можно оценить достаточно точно. Погрешность ( $\Delta p_p$ ) состоит в основном из погрешностей, связанных с потерями давления на трение в бурильной колонне и в затрубном пространстве.

Схематически перечисленные перепады давления показаны на рис. 1. Общие потери давления определяются выражением

$$p_p = \Delta p_s + \Delta p_{ds} + \Delta p_b + \Delta p_a . \quad 1)$$

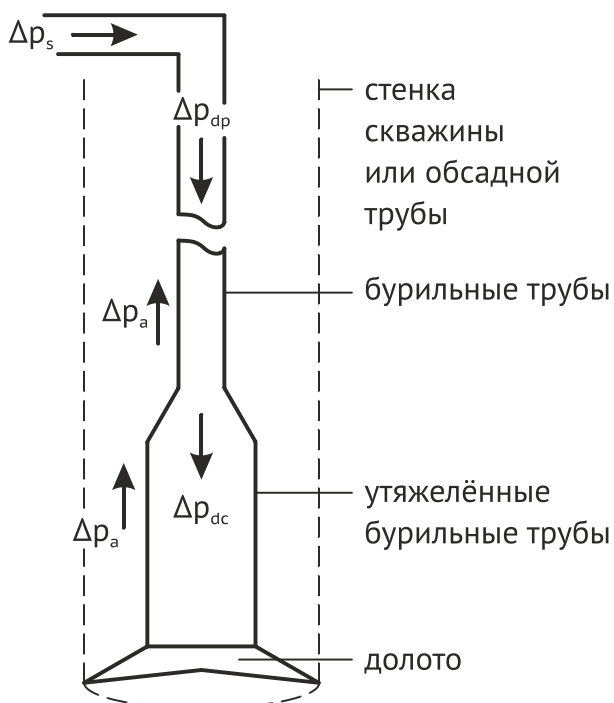


Рисунок 1 – Схема системы циркуляции бурового раствора [5]

Потеря давления на трение является функцией нескольких факторов, таких как реологические свойства бурового раствора (ньютоновские или неньютоновские), режим течения бурового раствора (ламинарный, турбулентный или промежуточный), свойства бурового раствора (плотность и вязкость), расход бурового раствора ( $q$ ), конфигурация бурильной колонны и геометрия ствола скважины, см. рис. 1.

После выбора наиболее подходящей реологической модели и определения реологических свойств жидкости, можно определить режим течения путем расчета числа Рейнольдса ( $N_{Re}$ ) при конкретном расходе жидкости. Вычисленное значение  $N_{Re}$  сравнивается с критическим значением  $N_{Rec}$ , чтобы решить, является ли поток ламинарным или турбулентным. Следующим шагом является расчет коэффициента трения  $f$ . Этот коэффициент является функцией реологических свойств жидкости, шероховатости трубы и числа Рейнольдса. После определения коэффициента трения можно рассчитать потери давления на трение ниже приведён пример выполнения такого расчёта [4].

**Исходные данные**

Бурильная труба:  $D_1 = 5$  дюймов = 127 мм,  $D_p = 4,5$  дюйма = 114,3 мм.

Обсадная труба  $D_2 = 10,711$  дюйма = 272 мм.

Длина скважины  $\Delta L = 12440$  футов = 3792 м.

Реологические данные, измеренные в атмосферных условиях, приведены в табл. 1.

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 – Данные Fann 70 (Уайт и Замора [6])

Скорость вращения, об/мин	Показания ротационного вискозиметра, град
600	92
300	58
200	46
100	32
6	10
3	8

Расход  $q_1 = 100$  галлонов в минуту = 378,5 л/мин.

Плотность  $\rho = 11,55$  фунта/галлон = 1384 кг/м<sup>3</sup>.

Долото: 10 5/8 дюйма = 270 мм, 3 сопла 28/32 дюйма.

Потерями давления на трение в наземном оборудовании пренебрегаем.

Исходные данные, заполненные в ячейки листа Excel приведены на рис. 2. Следует обратить внимание, что в столбец «В» данные вводятся в формате традиционной английской системы единиц, в столбце «D» выполняется перевод в Международную систему единиц (СИ).

Формулы, по которым выполняется расчёт приведены на рис. 3. Корректность ввода формул можно проверить по результатам расчёта, приведённым на рис. 4. При вставке результатов расчёта не забывайте выполнять округление до приемлемой точности.

Один раз прописанные формулы можно протягивать или копировать любое количество раз, т. о. пересчёт под другие исходные данные существенно упрощается.



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	A	B	C	D	E
1		USC		SI	
2	Бурильная труба				
3	D1 = 5		дюймов	=B3*25,4	мм
4	Dp = 4,5		дюйма	=B4*25,4	мм
5	Обсадная колонна				
6	D2 = 10,711		дюйма	=B6*25,4	мм
7	Длина скважины				
8	$\Delta L = 12440$		футов	=B8*0,3048	м
9	Реология при атмосферных условиях и лабораторной температуре				
10	Скорость вращения, об/мин	Показания ротационного вискозиметра, угол закручивания			
11	600	92	градус	=B11	градус
12	300	58	градус	=B12	градус
13	200	46	градус	=B13	градус
14	100	32	градус	=B14	градус
15	6	10	градус	=B15	градус
16	3	8	градус	=B16	градус
17	Расход бурового раствора				
18	q = 100		галлонов в мин	=B18*3,785412	л/мин
19	Плотность бурового раствора				
20	$\rho = 11,55$		фунта/галлон	=B20*119,8264	кг/м <sup>3</sup>
21	Долото:				
22		=10+5/8	дюйма	=B22*25,4	мм
23	Dn1 = 28				
24	Dn2 = 28				
25	Dn3 = 28				
26	Потери давления на трение в наземном оборудовании				
27	$\Delta p_s = 0$				
28					

Рисунок 2 – Исходные данные для выполнения расчёта

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	А	В	С	D	E
29	<b>B-4 API FLOW</b>				
30	• Течение в трубах				
31	а. Скорость:				
32	$v_p = 0,408 \cdot B18 / (B4^2)$		фут/сек	=B32*0,3048	м/с
33	б. Число Рейнольдса:				
34	$n_p = 3,32 \cdot \text{LOG}_{10}(B11/B12)$			=B34	
35	$k_p = 5,1 \cdot B11 / (1022 \cdot B34)$		дин-секп/фут <sup>2</sup>	=B35*478,803/1000	Па·с <sup>np</sup>
36	$\mu_e = 100 \cdot B35 \cdot (96 \cdot B32/B4)^{(B34-1)} \cdot ((3 \cdot B34+1)/4/B34)^{B34}$		сПз	=B36	мПа·с
37	$NRe = 928 \cdot B32 \cdot B20 \cdot B4 / B36$			=B37	
38	в. Критическое значение:				
39	$NRec = 2100$			=B39	
40	г. Определение режима расхода:				
41	Сравнение NRe и NRec	=ЕСЛИ(B37<B39;"ламинарный";"турбулентный")			
42	$f_p = \text{ЕСЛИ}(B37 < B39; 16/B37; (\text{LOG}_{10}(B34)+3,93)/(50 \cdot B37^{((1,75-\text{LOG}_{10}(B34))/7)}))$			=B42	
43	д. Расчет потери давления на трение внутри бурильной колонны:				
44	$dp/dL = B42 \cdot B32^2 \cdot B20 / 25,81 \cdot B4$		фунтов на кв. дюйм / фут	=B44*6,894757/0,3048	кПа/м
45	$\Delta p_{ds} = B44 \cdot B8$		фунтов на кв. дюйм	=B45*6,894757	кПа
46	• Потери давления на трение через долото				
47	$\Delta p_b = 156 \cdot B20 \cdot B18^2 / (B23^2 + B24^2 + B25^2)^2$		фунтов на кв. дюйм	=B47*6,894757	кПа
48	• Кольцевой поток				
49	а. Скорость:				
50	$v_a = 0,408 \cdot B18 / (B6^2 - B3^2)$		фут/сек	=B50*0,3048	м/с
51	б. Число Рейнольдса:				
52	$n_a = 0,657 \cdot \text{LOG}_{10}(B14/B16)$			=B52	
53	$k_a = 5,1 \cdot B14 / (170,2 \cdot B52)$		дин-секп/фут <sup>2</sup>	=B53*478,803/1000	Па·с <sup>np</sup>
54	$\mu_e = 100 \cdot B53 \cdot (144 \cdot B50 / (B6 - B3))^{(B52-1)} \cdot ((2 \cdot B52+1)/3/B52)^{B52}$		сПз	=B54	мПа·с
55	$NRe = 928 \cdot B50 \cdot B20 \cdot (B6 - B3) / B54$			=B55	
56	в. Критическое значение:				
57	$NRec = 2100$			=B57	
58	г. Определение режима расхода:				
59	Сравнение NRe и NRec	=ЕСЛИ(B55<B57;"ламинарный";"турбулентный")			
60	$f_a = \text{ЕСЛИ}(B55 < B57; 24/B55; (\text{LOG}_{10}(B52)+3,93)/(50 \cdot B55^{((1,75-\text{LOG}_{10}(B52))/7)}))$			=B60	
61	д. Расчет потери давления на трение внутри бурильной колонны:				
62	$dp/dL = B60 \cdot B50^2 \cdot B20 / 25,81 / (B6 - B3)$		фунтов на кв. дюйм / фут	=B62*6,894757/0,3048	кПа/м
63	$\Delta p_a = B62 \cdot B8$		фунтов на кв. дюйм	=B63*6,894757	кПа
64	Суммарные потери давления				
65	$\Delta p_p = B27 + B45 + B47 + B63$		фунтов на кв. дюйм	=B65*6,894757	кПа

Рисунок 3 – Гидравлический расчёт по API RP 13D-1995

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	A	B	C	D	E
29	<b>B-4 API FLOW</b>				
30	• Течение в трубах				
31	а. Скорость:				
32	$v_p =$	2,014814815	фут/сек	0,614116	м/с
33	б. Число Рейнольдса:				
34	$n_p =$	0,665194648		0,665195	
35	$k_p =$	4,671833685	дин·секп/фут <sup>2</sup>	2,236888	Па·с <sup>np</sup>
36	$\mu_e =$	143,513003	сПз	143,513	мПа·с
37	$NRe =$	677,1522997		677,1523	
38	в. Критическое значение:				
39	$NRec =$	2100		2100	
40	г. Определение режима расхода:				
41	Сравнение $NRe$ и $NRec$	ламинарный			
42	$f_p =$	0,023628362		0,023628	
43	д. Расчет потери давления на трение внутри бурильной колонны:				
44	$dp/dL =$	0,009538616	фунтов на кв. дюйм / фут	0,215769	кПа/м
45	$\Delta p_{ds} =$	118,6603821	фунтов на кв. дюйм	818,1345	кПа
46	• Потери давления на трение через долото				
47	$\Delta p_b =$	3,257106414	фунтов на кв. дюйм	22,45696	кПа
48	• Кольцевой поток				
49	а. Скорость:				
50	$v_a =$	0,454720124	фут/сек	0,138599	м/с
51	б. Число Рейнольдса:				
52	$n_a =$	0,395553414		0,395553	
53	$k_a =$	21,39225097	дин·секп/фут <sup>2</sup>	10,24267	Па·с <sup>np</sup>
54	$\mu_e =$	576,2780846	сПз	576,2781	мПа·с
55	$NRe =$	48,3007852		48,30079	
56	в. Критическое значение:				
57	$NRec =$	2100		2100	
58	г. Определение режима расхода:				
59	Сравнение $NRe$ и $NRec$	ламинарный			
60	$f_a =$	0,496886332		0,496886	
61	д. Расчет потери давления на трение внутри бурильной колонны:				
62	$dp/dL =$	0,008050581	фунтов на кв. дюйм / фут	0,182109	кПа/м
63	$\Delta p_a =$	100,1492265	фунтов на кв. дюйм	690,5046	кПа
64	Суммарные потери давления				
65	$\Delta p_p =$	222,0667149	фунтов на кв. дюйм	1531,096	кПа

Рисунок 4 – Результаты расчёта по приведённым исходным данным

### Выводы

1. Для выполнения гидравлических расчётов буровых растворов на водной основе в вертикальных и горизонтальных скважинах достаточно иметь данные по реологическим исследованиям без нагрева при атмосферном давлении.

2. Простейший расчёт гидравлических потерь для растворов на водной основе не учитывает данные о замковых соединениях, забойном двигателе, бурильных трубах и влиянии температуры с давлением на свойства бурового раствора.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. API RP 13D. Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids. Seventh edition, September 2017. – 98 p.
2. Clark, P. E. 1995. Drilling Mud Rheology and the API Recommended Measurements. Paper presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1995/1/1. <https://doi.org/10.2118/29543-MS>.

3. Zamora, M. and Power, D. 2002. AADE-02-DFWM-HO-13 Making a Case for AADE Hydraulics and the Unified Rheological Model.
4. Ochoa, M. V. Analysis of drilling fluid rheology and tool joint effect to reduce errors in hydraulics calculations // A Dissertation by doctor of philosophy. – Texas : Texas A&M University, 2006.
5. Mojisola, E. Development and Evaluation of Various Drilling Fluids for Slim Hole Wells // M.S. thesis, The University of Oklahoma, Norman, 2005.

УДК 622.248.3

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЭМПИРИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА  
ДЛЯ РАСЧЁТОВ ГРАДИЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ  
И ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО И ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРОВ**

*К.А. Шиповский, В.А. Капитонов, М.Е. Коваль*

*ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

*г. Самара, Российская Федерация*

[ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru](mailto:ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru)

**APPLICATION OF THE EMPIRICAL COEFFICIENT METHOD FOR  
CALCULATING PRESSURE GRADIENTS OF HYDRAULIC FRACTURING  
AND ABSORPTION OF DRILLING AND GROUTING SOLUTIONS**

K.A. Shipovskiy, V.A. Kapitonov, M.E. Koval  
SamaraNIPIneft LLC, Samara State Technical University, Samara,  
Russian Federation

[ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru](mailto:ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru)

**Аннотация**

В статье представлен метод эмпирического коэффициента для расчёта градиентов давлений гидроразрыва пластов (ГРП) и поглощений бурового и тампонажного растворов при проектировании конструкции скважины. Данный метод учитывает закономерности распределения зон поглощений по тектоническим элементам I порядка Самарской области: Жигулёвско-Пугачевскому, Южно-Татарскому своду, Бузулукской, Мелекесской впадине, Сокской седловине.

Представлен классификатор для расчёта давлений поглощений при проектировании конструкции скважины, а также алгоритм выполнения инженерных расчётов при отсутствии промысловых данных ГИС, мини-ГРП, кернового материала. Даны рекомендации по применению метода эмпирического коэффициента для расчёта давлений на месторождениях Самарской области.

**Ключевые слова:** метод эмпирического коэффициента, проектирование конструкции скважины, градиенты давлений, зоны поглощений, горное давление, гидроразрыв горной породы, тектонические элементы.

The article presents a method of empirical coefficient for calculating pressure gradients of hydraulic fracturing (FBP) and absorption of drilling and grouting solutions in the design of the well structure. The regularities of the distribution of absorption zones of different intensity on the Zhiguli-Pugachevsky, South Tatar arch, Buzuluk, Melekess depression, Soka saddle are established.

A classifier for calculating absorption pressures in the design of a well structure is presented. An algorithm for calculating pressures using the empirical coefficient method has been developed in the absence of field GIS data, mini-hydraulic fracturing, core material. Recommendations are given on the application of the empirical coefficient method for calculating pressures at the deposits of the Samara region.

**Key words:** empirical coefficient method, well design, pressure gradients, absorption zones, rock pressure, hydraulic fracturing of rock, tectonic elements.

Строительство поисково-разведочных, эксплуатационных, нагнетательных и поглощающих скважин на месторождениях Самарской области осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Наибольшую проблему представляют поглощения бурового и тампонажного растворов в процессе строительства скважин. Решение данной задачи начинается с прогнозирования зон возможных осложнений и расчёта давления массива горной породы, гидроразрыва пластов, начала поглощения промывочной жидкости. На основе полученного прогноза и градиентов давлений разрабатываются мероприятия по предупреждению и ликвидации зон возможных поглощений.

Для решения задачи повышения эффективности прогнозирования зон поглощений применяется классификация данных интервалов, учитывающая региональные особенности горно-геологического разреза. Наличие классификатора упрощает работу специалиста по определению зон возможных осложнений в ходе разработки проектной и рабочей документации на строительство скважины.

В работах российских и зарубежных исследователей отмечается влияние региональной тектоники на наличие и территориальное распределение зон осложнений при бурении скважин. Также фактор тектоники учитывается при построении геомеханических моделей 1D, 3D [1,2].

На территории Самарской области выделяют 5 тектонических элементов I порядка: Жигулёвско-Пугачевский свод, Сокская седловина, Мелекесская впадина, Южно-Татарский свод, Бузулукская впадина (рисунок 1).

На основании результатов анализа бурения скважин в 2018-2022 годах на месторождениях Самарской области построены диаграммы распределения удельного количества случаев поглощений по стратиграфическому разрезу тектонических элементов I порядка (рисунок 2).

Согласно диаграммам на рисунке 2 максимальное удельное количество случаев поглощений отмечается в положительных тектонических элементах (Жигулёвско-Пугачевский и Южно-Татарский своды) и приходится на верхние интервалы разреза неогенового и пермского времени. В отрицательных тектонических элементах (Бузулукская и Мелекесская впадины) зафиксировано максимальное удельное количество случаев поглощений в каменноугольной системе – серпуховско-окских отложениях. В связующей тектонической структуре (Сокская седловина) отмечено максимальное количество случаев поглощений в отложениях пермской и девонской системы.



Рисунок 1 – Тектонические элементы I порядка Самарской области

Представленные особенности распределения зон поглощений по стратиграфическому разрезу тектонических элементов I порядка имеют горно-геологическое обоснование и описаны в ряде исследовательских работ [3,4,5,6,7,8].

При прогнозировании возможных зон поглощений в ходе проектирования конструкции скважины основными исходными параметрами являются следующие градиенты: горного давления; пластового (порового) давления; гидроразрыва пласта; давления начала поглощения. Данные градиенты давлений могут быть получены по результатам геофизических исследований (ГИС), мини-ГРП, керновому материалу, а также расчётным путем по эмпирическим коэффициентам. Для верхних интервалов геологического разреза, как правило, необходимая информация ГИС отсутствует. Запись гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) начинается в интервалах верхнего карбона, так как вышележащие пермские и неогеновые отложения, в основном, не представляют интереса для геологического изучения.



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

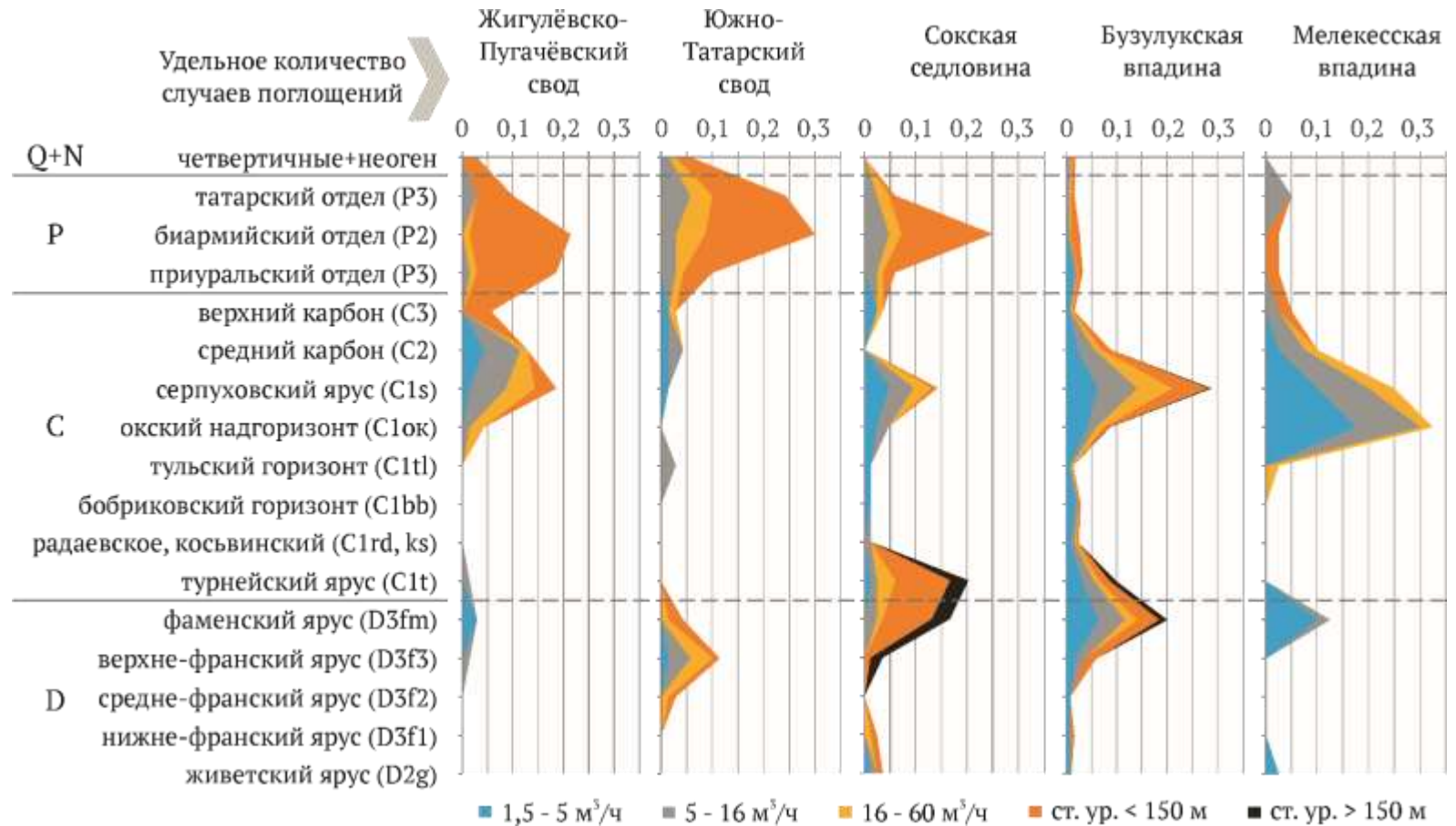


Рисунок 2 – Распределение удельного количества случаев поглощений по стратиграфическому разрезу тектонических элементов I порядка

При геомеханическом моделировании ствола 1D, 3D скважины для верхних интервалов геологического разреза применяется метод экстраполяции данных гамма-гамма плотностного каротажа (ГТК-П) от известных геофизических значений девона и карбона на неизвестные значения вышележащих пермских и неогеновых отложений. Этот подход не позволяет достаточно точно рассчитывать градиенты давлений для верхних интервалов. Полученные градиенты давлений методом экстраполяции «снизу-вверх», в ряде случаев, имеют заниженные значения и не могут быть использованы при проектировании и выборе оптимальной конструкции скважины.

При этом знание градиентов давлений в верхних интервалах четвертичных, неогеновых и пермских отложений необходимо для расчета глубины установки башмака кондуктора и (или) технической колонны при выборе и обосновании оптимальной конструкции скважины. При отсутствии градиентов давлений, полученных по данным ГИС, мини-ГРП, керновому материалу, проектировщиками выполняется расчёт градиентов давлений экспертным путем по справочным значениям, эмпирическим коэффициентам.

В справочной технической литературе, научно-исследовательских работах в области бурения скважин даются рекомендации по применению математических формул, позволяющих рассчитать градиенты горного давления и гидроразрыва пластов при отсутствии данных ГИС [9,10].

Формула для расчетов горного давления ( $P_{гор}$ ) при неизвестных значениях ГИС по геологическому разрезу:

$$P_{гор} = \sum_{i=1}^{i=n} [h_i \cdot \rho_{п.i}] \cdot g \cdot 10^{-6},$$

где,  $P_{гор}$  – давление горной породы, МПа;  $\rho_{п.i}$  – плотность литотипа пород, кг/м<sup>3</sup>;  $h_i$  – толщина литотипа породы, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Для решения задачи определения давлений гидроразрыва пластов ( $P_{grp}$ ) при проектировании конструкции скважины в условиях отсутствия данных ГИС применяется метод эмпирического коэффициента. В рамках данного метода при расчете давления гидроразрыва пластов в плотных, слабопроницаемых или непроницаемых интервалах применяется формула:

$$P_{grp} = P_{гор} \cdot \alpha,$$

где,  $P_{grp}$  – давление гидроразрыва пластов,  $\alpha$  – эмпирический коэффициент (для терригенных и карбонатных пород самарских месторождений находится в диапазоне 0,87-0,93).

Диапазон значений эмпирического коэффициента меняется исходя из литологии и стратиграфии горно-геологического разреза. Для месторождений Самарской области при инженерных расчётах рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты для терригенных и карбонатных пород:

- четвертичная, неогеновая и пермская системы – 0,91-0,93;
- каменноугольная система – 0,91-0,89;
- девонская система – 0,89-0,87.

Расчёт давления поглощения буровых и тампонажных растворов выполняется по следующей формуле:

$$P_{пог} = P_{grp} \cdot \beta,$$

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

где,  $P_{\text{пог}}$  – давление поглощения буровых и тампонажных растворов (МПа),  $\beta$  – эмпирический коэффициент, учитывающий тектоническую обстановку.

Классификация зон поглощений для расчётов давлений поглощения буровых и тампонажных растворов на месторождениях Самарской области с эмпирическим коэффициентом  $\beta$ , учитывающим региональную тектоническую обстановку, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Поглощение/ Интенсивность	Эмпирический коэффициент $\beta$ , учитывающий региональную тектоническую обстановку				
	Жигулёвско-Пугачевский свод	Южно-Татарский свод	Сокская седловина	Бузулукская впадина	Мелекеская впадина
Незначительные / 1,5-5 м <sup>3</sup> /ч	0,90	0,95	0,90	0,90	0,85
Частичные / 5-16 м <sup>3</sup> /ч	0,80	0,85	0,75	0,80	0,75
Среднее / 16-60 м <sup>3</sup> /ч	0,65	0,70	0,65	0,60	0,70
Полные / статический уровень < 150 м	0,55	0,55	0,50	0,50	0,65
Катастрофические / статический уровень > 150 м	0,55	0,55	0,50	0,50	0,55

Алгоритм расчета давлений по методу эмпирического коэффициента при проектировании конструкций скважин на месторождениях Самарской области представлен на рисунке 3.

Полученные по методу эмпирического коэффициента давления проходят верификацию. Основная задача верификации – сравнение полученных расчётных давлений с фактическими горно-геологическими условиями проводки и крепления скважин. Верификация расчётных давлений гидроразрыва пластов ( $P_{\text{грп}}$ ), давлений поглощения буровых и тампонажных растворов ( $P_{\text{пог}}$ ) производится на основе анализа бурения по соседним скважинам на данном месторождении или скважинам на близлежащих месторождениях в зависимости от назначения проектируемой скважины.

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

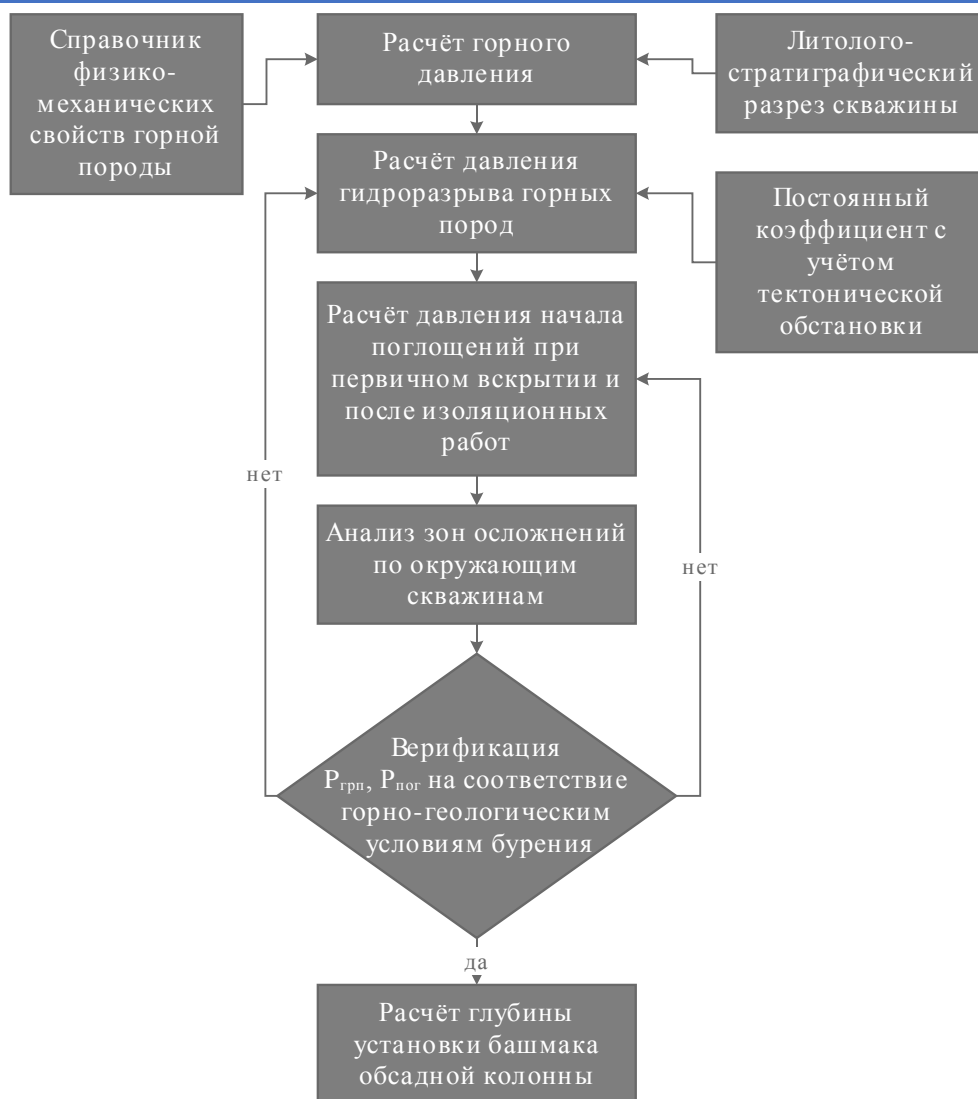


Рисунок 3 – Алгоритм расчёта давлений по методу эмпирического коэффициента

При соответствии теоретических и эмпирических значений полученные градиенты давлений применяются в инженерных расчётах по выбору глубины установки башмака кондуктора и (или) технической колонны, обосновании плотностей бурового и тампонажного растворов при разработке проектной и рабочей документации.

### Выводы

1. При прогнозировании зон возможных осложнений и выполнении инженерных расчётов градиентов давлений ГРП и поглощений бурового и тампонажного растворов необходимо учитывать особенности региональной тектонической обстановки.

2. Для расчётов градиентов ГРП в терригенных и карбонатных отложениях четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской системы диапазон эмпирического коэффициента  $\alpha$  составляет – 0,87-0,93.

3. Для расчётов градиентов давлений поглощений бурового и тампонажного растворов диапазон эмпирического коэффициента  $\beta$ , учитывающего тектоническую обстановку, составляет – 0,50-0,90.

4. При отсутствии промысловых данных ГИС, мини-ГРП, кернового материала, применение метода эмпирических коэффициентов ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) позволяет выполнять расчёты градиентов давлений ГРП и поглощений бурового и тампонажного растворов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жан-Поль Муше, Ален Митчелл. Аномальные пластовые давления в процессе бурения. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
2. Шиповский К.А., Капитонов В.А., Коваль М.Е., Недомовный Б.Н., Кнутова С.Р., Гилаев Г.Г. Алгоритм расчета градиентов давления гидроразрыва горных пород при проектировании конструкции скважин // Нефть.Газ.Новации. 2021. №8. С.36–40.
3. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е. Прогнозирование полных и катастрофических поглощений при бурении скважин на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов в Самарской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. №3. С.14–19.
4. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е. Прогнозирования и предупреждения поглощений в серпуховском ярусе при бурении скважин на месторождениях Самарской области. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - №09. - С.35-40.
5. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Повышение эффективности прогнозирования зон поглощений в неогеновых и пермских отложениях на месторождениях Самарской области. Нефтяное хозяйство. – 2020. - №5. – С.52-55.
6. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Закономерности территориального распределения зон поглощений бурового раствора и методы их ликвидации на месторождениях Самарской области // Нефть.Газ.Новации. - 2020. №6. – С.62–69.
7. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н., Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов // Экспозиция.Нефть.Газ. 2021. №1. С.34–39.
8. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Повышение эффективности прогнозирования и предупреждения зон полных и катастрофических поглощений в рифовых постройках Камско-Кинельской системы прогибов // Нефтяное хозяйство. 2021. №12. С.97–101.
9. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин : справочное пособие. – М.: Недра, 2000. – 38-41 с.
10. Горонович С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 356 с.

АНАЛИЗ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТ ПО ИЗОЛЯЦИИ  
ВОДОПРИТОКОВ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

THE ANALYSIS OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL WORK ON THE  
ISOLATION OF WATER INFLOWS OF OIL WELLS

*Ю.А. Агеева, В.В. Живаева*

*Ageeva Julia Aleksandrovna, Zhivaeva Vera Viktorovna*

*Самарский государственный технический университет*

*Samara State Technical University,*

*г. Самара, Россия*

*Samara, Russia*

*e-mail: [ageeva\\_julia04@mail.ru](mailto:ageeva_julia04@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

**Аннотация.** Водоявления становятся одной из основных известных проблем, с которой можно столкнуться на любом месторождении. Хотя эта проблема типична для старых скважин, она может возникать и в новых разрабатываемых скважинах. Водоявления также способствуют образованию накипи, коррозии и деградации промысловых сооружений, начиная от ствола скважины и заканчивая наземными сооружениями. Поэтому затраты на сепарацию, очистку и утилизацию пластовой воды ложатся тяжелым бременем на бюджеты нефтяных компаний.

**Ключевые слова:** водопритоки, нефтяные скважины, месторождения нефти, водоявления.

**Annotation.** Water features are becoming one of the main known problems that can be encountered in any field. Although this problem is typical for old wells, it can also occur in new developed wells. Water phenomena also contribute to the formation of scale, corrosion and degradation of field structures, from the wellbore to surface structures. Therefore, the costs of separation, purification and disposal of reservoir water are a heavy burden on the budgets of oil companies.

**Key words:** water inflows, oil wells, oil fields, water phenomena.

**Источники нежелательного притока воды**

После обсуждения проблем, связанных с нежелательным выделением воды, важно определить причины, которые приводят к такому типу образования, чтобы иметь возможность успешно выполнить операцию по перекрытию воды. Целью операций заводнения является перемещение нефти из основной породы к добывающим скважинам и поддержание пластового давления. Открытые трещины и пласты с высокой проницаемостью обычно снижают эффективность заводнения и приводят к неудовлетворительному прилеганию. Как упоминалось ранее, жидкость имеет тенденцию идти по путям наименьшего сопротивления, и в результате закачиваемая вода направляется в открытые трещины и высокопроницаемые пласты, а не вмещающую породу, для вытеснения нефти. В некоторых случаях водонагнетательная скважина связана с добывающей скважиной через открытую трещину или особенности, известные также как «зоны поглощения» [1] (рис. 1). Открытые объекты также могут привести к избыточному количеству воды, если они соединены с водоносным горизонтом (рис. 2). Кроме того, трещины и открытые



элементы могут способствовать нежелательным водоявлениям, когда они связаны с водоносными формациями/зонами [2].

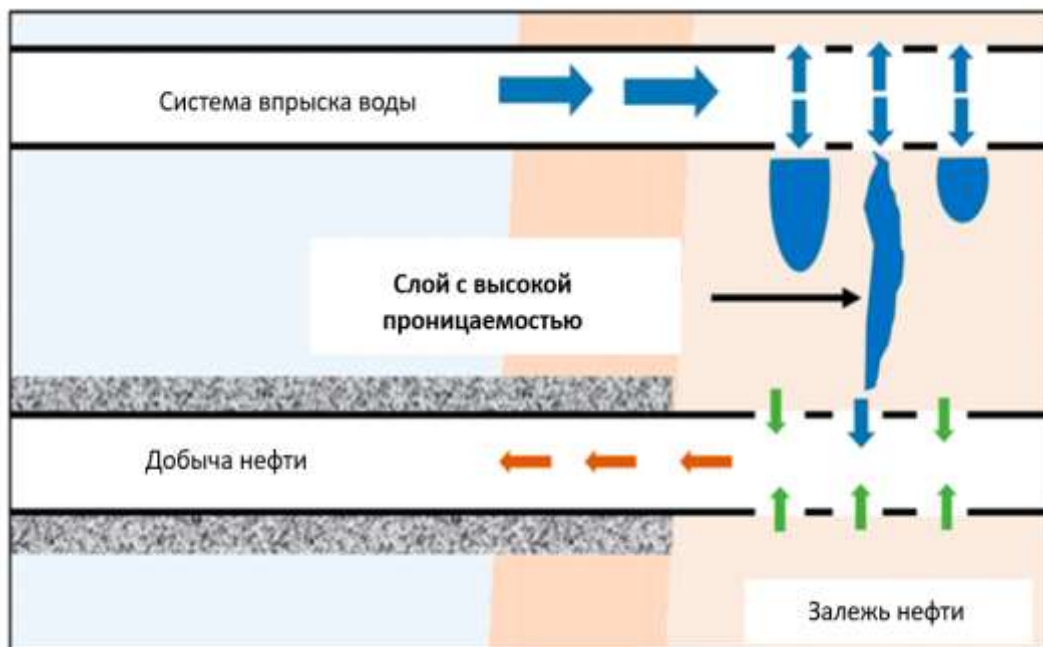


Рис. 1. Пример водонагнетательной скважины, соединенной с нефтедобывающей скважиной через открытую структуру/пласт с высокой проницаемостью

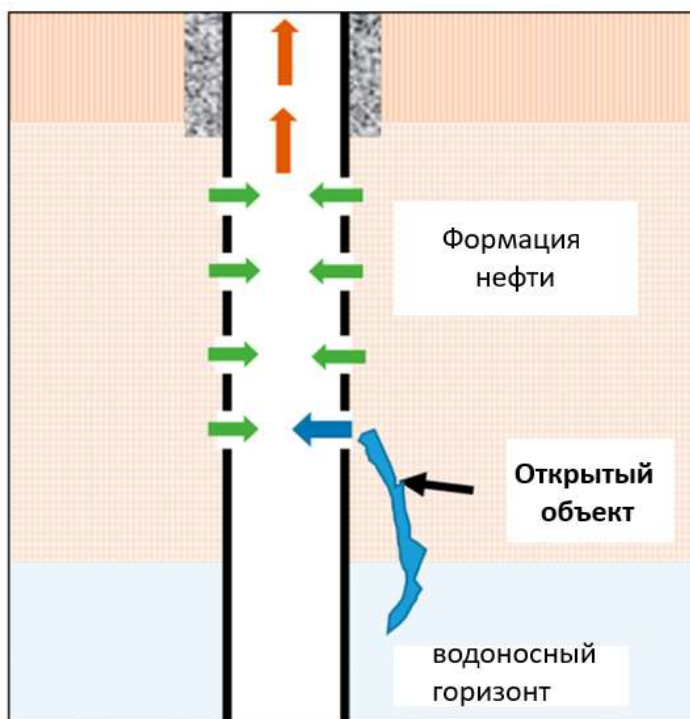


Рисунок 2. Добыча нефти, подключенная к водоносному горизонту через открытый объект

Еще одним распространенным источником нежелательного образования воды является водяной конус. Такая ситуация обычно возникает, когда зона добычи находится вблизи водоносного горизонта или водоносного пласта с хорошей проницаемостью связи между зоной нефтедобычи и водоносным пластом. Конусообразование возникает при понижении давления, что способствует миграции воды в ствол скважины со дна (рис. 3). Хотя его можно контролировать, снижая темпы добычи, это не лучший подход, поскольку добыча нефти также будет сокращаться [1]. Ее также можно решить путем тампонирования забоя скважины, однако это рассматривается как краткосрочное.

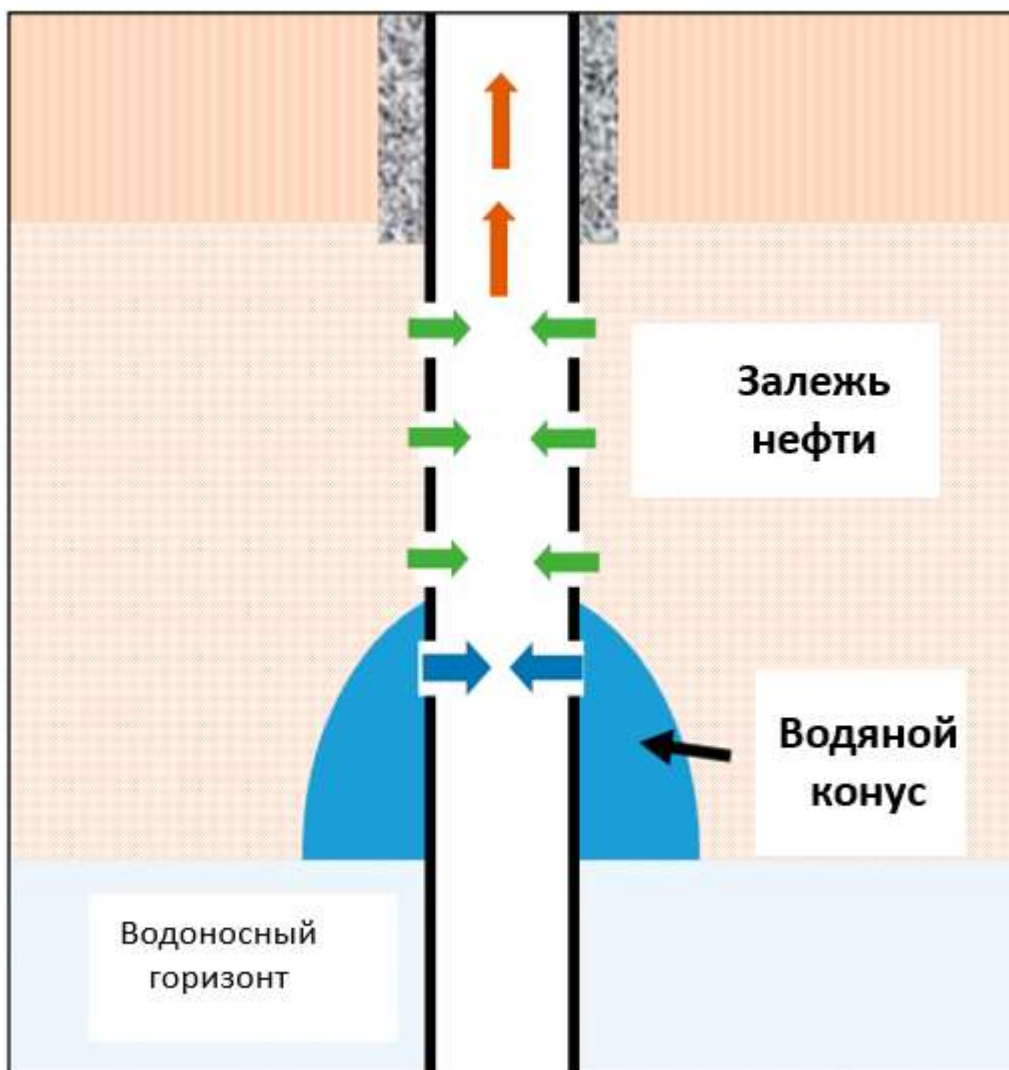


Рисунок 3. Водяной конус

Этот вид добычи обычно может происходить в результате негерметичности обсадной колонны или плохого цементирования за обсадной колонной, что обычно создает каналы, соединяющие пласты/источники нежелательных водоявлений со стволом скважины. Предполагается, что обсадная колонна и цементные работы за обсадной колонной создадут изоляцию от таких нежелательных слоев.

Сокращение избыточных водопритоков обычно начинается со сбора всех доступных данных о резервуаре и добыче. Затем используются каротажные инструменты для определения точек входа в воду. На основе результатов используется правильный метод отключения. Наиболее важной частью любой операции по перекрытию воды является точная диагностика проблемы. Необходимо знать точку входа воды, неоднородность пород-коллекторов, доминирующие механизмы добычи и схемы ствола скважины. Фактически ценной считается вся доступная информация о скважине, например, отчеты о бурении, журналы и история добычи. Причина этого в том, что каждая скважина будет иметь свой собственный рабочий процесс, основанный на ее свойствах, истории и неоднородности коллектора.

Инструменты каротажа притока в добывающих скважинах обычно используются для определения зон водопритока, что является важным шагом в планировании оптимизированной операции по водоизоляции. Для водонагнетательных скважин для определения зон поглощения используются каротажные диаграммы расхода воды. Тем не менее, горизонтальные скважины сложны в выявлении проблемы, а также в части вмешательства. Это связано со сложностью ствола скважины, режимов течения и их влиянием на получение необходимой информации.

К счастью, современные инструменты каротажа добычи можно использовать для определения точек входа, а также скорости [3]. В настоящее время волоконно-оптические технологии используются вместе с каротажными инструментами для получения высококачественных данных в режиме реального времени, которые помогают точно идентифицировать зоны входа воды. Авторы исследования [6] представили случай успешного использования волоконной оптики для отключения нежелательной добычи воды на нефтяном месторождении. В дополнение к этому графики водонефтяного отношения (WOR) могут использоваться для выявления проблем с избыточными водоявлениями.

При прокладке каналов за обсадными колоннами жизненно важную роль в обеспечении целостности цементных работ за обсадной колонной играют каротаж цементного камня или ультразвуковые эхо-импульсные каротаж. Такие каротаж оценивают адгезионные свойства цементного раствора за обсадной колонной и указывают на участки с плохим цементированием. Для выявления утечек в обсадных трубах данные о добыче, температуре и шуме являются средствами идентификации источников утечки [1].

Вдали от ствола скважины, в пласте или вблизи ствола водоизоляционные работы могут выполняться несколькими химическими обработками. Эти химические растворы улучшают прилегание коллектора, а также блокируют нежелательные зоны водоявлений. Идея состоит в том, чтобы иметь возможность закрыть пути наименьшего сопротивления перед водой за счет уменьшения их проницаемости, чтобы предотвратить попадание воды через них в ствол скважины. Кроме того, они помогают мобилизовать воду и вытеснить нефть из резервуара. Другими словами, цель состоит в том, чтобы заблокировать открытые элементы и каналы с высокой проницаемостью, чтобы заставить воду идти по более сложному пути для удаления нефти из основной породы, что приводит к более высокой общей экономической отдаче, чем добыча нефти из трещин. Фактически, искусственное повреждение пласта может быть использовано в качестве эффективного решения для контроля нежелательных водоявлений [4]. Результаты химических растворов могут быть

достигнуты через пару месяцев или лет, в зависимости от характера пласта и свойств закачиваемых химикатов. Основное преимущество химических операций по отсечению воды перед механическими операциями заключается в том, что они решают проблему нежелательной добычи воды, а не прячут ее под или за пробкой, пакером или заплатой НКТ. Закачиваемые химические вещества могут достигать водных объектов в резервуаре и снижать проницаемость, что приводит к их полному закрытию.

У них также есть свобода перемещения между слоями и функциями, что помогает достигать больших размеров и полностью закрывать их. Еще одно применение закачки химикатов заключается в повышении вязкости закачиваемой жидкости, что приводит к повышению эффективности вытеснения и, в конечном счете, снижает образование нежелательной воды. Успех операций по закачке реагентов зависит от уровня знаний коллектора и его характеристик, химических свойств и точного размещения закачиваемых реагентов. Например, эффективность водоизолирующих реагентов сильно зависит от свойств пласта и должна быть совместима с температурой пласта и соленостью воды для достижения эффективного водоизоляционного слоя [2]. В этом разделе подробно обсуждаются распространенные химические растворы, а также примеры выполнения операций.

Впрыск геля является одним из самых известных химических решений для операций по отсечению воды. Он используется для уменьшения соотношения воды и масла и повышения соответствия модели. Это происходит благодаря способности геля снижать проницаемость и блокировать открытые элементы, трещины и водные зоны с высокой проницаемостью. Может применяться в стволе скважины, вблизи ствола скважины и вдали от добывающей скважины через нагнетательные скважины. Он очень эффективен для снижения проницаемости нежелательных зон и доказал свою способность повышать эффективность охвата и перекрывать зоны безводных вод.

Закачиваемый гель в основном состоит из воды, небольших объемов полимеров и сшивающих химических реагентов. Обработка гелем может полностью изолировать слои; поэтому они считаются агрессивной и рискованной операцией контроля соответствия [5]. С другой стороны, закачка полимерного геля считается относительно более дешевой, чем другие операции по добыче нефти.

Операции по закачке геля делятся на три основных этапа: моделирование, проектирование и выполнение. Первым шагом является моделирование операции закачки геля с использованием программного обеспечения для моделирования, что является важным шагом для разработки программы операции закачки геля [1]. На этом этапе ценной считается вся доступная информация о пласте и скважине, такая как: параметры пласта, точки входа воды, отчеты о буровых работах, журналы и история добычи. Второй шаг заключается в разработке свойств жидкости полимерного геля. Закачка геля в пласт зависит от четырех характеристик.

Во-первых, это вязкость геля во время инъекции, которая помогает направить гель по пути наименьшего сопротивления через буровую колонну. Во-вторых, это природа гелевой фазы, которую обычно выбирают как водную фазу, поскольку вода является желательной фазой, которую необходимо изолировать. В-третьих, плотность геля. Очень важно тщательно спроектировать и с учетом плотности пластовой воды во избежание потери эффективности обработки гелем.

В-четвертых, время установки или время впрыска. Более длительное время инъекции приводит к большему успеху, позволяющему гелю изолировать более

крупные детали и пути с наименьшим сопротивлением [5]. В работе [2] представлено тематическое исследование использования гелевой обработки в качестве химического раствора для герметизации зон с избыточной водой.

Еще одним распространенным методом водоизоляционных работ является использование метода полимерного заводнения для увеличения вязкости воды. Этот метод применяется для увеличения вязкости рабочей жидкости (воды), что способствует мобилизации и вытеснению нефти из материнской породы коллектора. Этот метод обычно применяется в пласте вдали от добывающих скважин через водонагнетательные скважины для достижения лучшего охвата пласта. Это в конечном итоге приводит к предотвращению чрезмерного производства воды.

Использование полимерного заводнения очень распространено среди нефтяных операторов, и его можно приготовить путем растворения полимеров в закачиваемой воде и закачки ее через нагнетательные скважины. Полимеры, используемые в этой технике, обычно бывают двух типов: биополимеры и синтетические полимеры. Преимущества биополимеров перед синтетикой заключаются в том, что на них не влияет соленость воды и они нечувствительны к механическому разложению. Однако они дороже синтетических полимеров. Ксантан и склероглюкан — два известных вида биополимеров. Синтетические полимеры более распространены, поскольку они дешевле, доступнее и хорошо работают с водой с низкой соленостью. Полиакриламид (ПАМ) и гидролизированный полиакриламид (ГПАМ) представляют собой два типа синтетических полимеров. Полимеры также могут играть роль в снижении проницаемости при увеличении молекулярной массы. Наконец, исходя из характеристик резервуара и экономики операций, в случае закачки химикатов выбирается правильный полимер [3]. Существуют и другие химические методы перекрытия воды, такие как смолы, твердые частицы и пены, которые также эффективны для достижения лучшего соответствия и повышения эффективности очистки. Исследование автора [5] представило случай длинной горизонтальной скважины с избыточным дебитом воды. Герметик был закачан как раствор для успешного решения проблемы.

Анализ научно-технических работ в области изоляции водопритоков при добыче нефти, а также изоляции водоносных пластов при бурении и эксплуатации [5] показывает тенденцию снижения использования тампонажных растворов при ремонтно-изоляционных работах. Также установлено, что увеличивается доля сложных технологий и методов селективной изоляции. Тем не менее, предотвращению перетоков почти не уделяется внимания.

При строительстве скважин в условиях пониженных (в том числе аномально низких) давлений существенную роль играет забойное давление. Поэтому для блокирования проницаемых интервалов целесообразно использовать смеси низкой плотности, такие как трехфазные пены. Параметры смесей, использованных для изоляции призабойной зоны пласта, приведены в таблицах 1 и 2.

В ряде случаев для блокирования пласта применяют смеси на углеводородной основе, в состав которых входит резиновая крошка. Это приводит к необратимой блокировке пласта и снижению проницаемости из-за крошки, которая не растворяется и биодegradирует при кислотной обработке. Таким образом, смесь может применяться только в ненефтяных проницаемых пластах для борьбы с поглощением промывочной жидкости, но только при бурении скважин с промывкой углеводородсодержащими жидкостями.

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Если в качестве наполнителя вместо резиновой крошки использовать карбонат кальция, то для временной блокировки нефтеносного пласта можно использовать смеси. При этом такие смеси легко удаляются при кислотной обработке после перфорации.

Пенные смеси (табл. 2), предназначенные для закрытия скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений, могут успешно применяться для временной блокировки призабойной зоны и ограничения водопритоков в скважину.

Наиболее эффективны стабильные трехфазные пены, служащие фильтром потока. За счет добавления в пену твердой фазы повышается устойчивость пены, улучшаются структурно-механические свойства и снижается интенсивность пенетрации. Наличие бентонита в виде твердой фазы может привести к необратимой коагуляции проницаемого пласта.

С одной стороны, наличие мела в качестве наполнителя и твердой фазы для блокирования временных пор пласта увеличивает блокирующие способности, с другой стороны, усложняет наладку добычи, так как пласт необходимо разблокировать. Для разблокирования нефтеносного пласта от мела при кислотной обработке деформируется его естественная проницаемость за счет взаимодействия кислоты, минералов и пластовой воды.

Таблица 1 Смеси, блокирующие призабойную зону пласта

Состав	Параметры	Функции
Смесь конденсата и сульфитно-спиртовой отработанной промывки (САСВ) в соотношении 3:1. Водный раствор САСВ 38 % (25-50). Резиновая крошка (0,2-0,5%).	Плотность – 0,9–0,95 г/см <sup>3</sup> . SSS – 80 Па•с	Высокое статическое напряжение сдвига
Углеводородная основа (41-72). Ациклическая кислота (6-14). Едкий натр (4-13). Минеральный наполнитель	Плотность эмульсии – 1,02 г/см <sup>3</sup>	Недостаточно высокая эффективность применения на месторождениях с высокой проницаемостью пласта
КМЦ (1,5-2,0 %). Хлорид магния (12-18 %). Гидроксид натрия (10-16 %), вода – остальное. Дополнительно свыше 100 %: микросферы (25-40 %); мел (3-5 %)	Плотность – 1300 кг/м <sup>3</sup> , вязкость – 60 с, проникновение – 6 см <sup>3</sup> , стабильность – 10 мин.	Обеспечение блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости («суперколлекторы») и трещин



## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 2 Пенные смеси, предназначенные для блокирования пласта и ограничения притока воды

Состав	Параметры
Лигнин (8,0-15,0). Щелочь (0,3-5,0). КМЦ (0,2-0,6). ПАВ (0,01-0,15). Нефтепродукт (1,0-5,0). Этилендиамин (0,05-1,5). Вода - остальное	Нестабильность системы, слабая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после КРС
Сульфенол или ОП-10 (1-3). Bentonит (1-3). ПАА (0,5-0,7). CSASW-4 (5-8). Пресная вода - остальное	Нестабильность системы, слабая блокирующая способность, снижение проницаемости пластов после КРС, значительные временные затраты на ввод скважины в эксплуатацию
ПАВ (0,5). Калий хлорид (5,0). Гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал (3,0-4,0). Конденсированный ПАВВ (0,5-1,0). Мел (3,0). Вода - остальное	Недостаточное глушение скважины. Образование пены с низкой кратностью
Пенообразователь (0,8-1,8). Модифицированный крахмал (5,0-7,0). Сульфатцелл (0,18-0,3). Мел технический (3,0-4,0). Алюмохлорид (1,1-1,4). Сода кальцинированная (0,6-0,8). Пресная вода - остальное	Недостаточное глушение скважин

Основные требования к блокирующим смесям: высокая вязкость, широкие пределы регулирования структурно-механических и реологических свойств, низкая пенетрация, сохранение коллекторских свойств и эксплуатационных параметров пласта (с вероятностью проникновения в нефтеносный пласт), наличие компонентов, простая технология приготовления в полевых условиях, обеспечивающая безопасность труда.

Для блокирования зон высокой проницаемости необходимо использовать кольматант, размеры которого зависят от размера пор пласта. Наиболее подходящим для этой цели является карбонат кальция крупной фракции или микросферы (стеклянные, алюмосиликатные или керамические).

Общие требования к смесям для временной изоляции пласта в условиях низких давлений следующие:

1. Блокирующая смесь должна быть химически инертна по отношению к горным породам, совместима с пластовыми флюидами и не допускать необратимой закупорки пор пласта твердыми частицами.

2. Фильтрат блокирующей смеси должен оказывать ингибирующее действие на глинистые частицы, препятствуя их набуханию при любом значении рН пластовой воды.

3. Смесь должна обладать тиксотропными свойствами, в частности малым сопротивлением при движении в бурильных трубах и затрубном пространстве и большим при движении в проницаемых породах.

4. Жидкость блокирующей смеси должна иметь малое коррозионное воздействие на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/г.

5. Блокирующая смесь для изоляции должна быть термостойкой при высоких температурах и морозостойкой в зимних условиях.

6. Блокирующая жидкость не должна быть горючей, взрывоопасной и нетоксичной.

7. Блокирующая смесь должна быть технологичной в приготовлении и применении.

8. Технологические свойства жидкости для блокировки должны регламентироваться.

9. На месторождениях с наличием сероводорода смеси должны иметь нейтрализатор сероводорода.

Таким образом, разработан состав для временной изоляции проницаемого водоносного пласта, минимизирующий проникновение флюида в систему «скважина-пласт» и загрязнение призабойной зоны пласта, а также способ его удаления из нефтеносного пласта после проведения работ. Для последующей остановки и производства, является чрезвычайно важной целью. Полученный результат нуждается во всестороннем изучении [7].

### Выводы и рекомендации

1. Временная изоляция – необходимая техническая операция, осложненная низким пластовым давлением. Важное значение имеет применение продуктов с низкой плотностью, таких как эмульсии и пены.

2. При временной изоляции необходимо учитывать возможность проникновения блокирующей жидкости в призабойную зону нефтеносного пласта. В связи с этим из состава проявляющих растворов необходимо исключить нерастворимый в кислотах кольматант.

3. Пены, используемые для создания блокирующего экрана, должны быть устойчивыми с момента закачки до окончания сгущения цемента. Измельченный карбонат кальция является эффективным наполнителем для стабилизации раствора. Карбонат кальция легко растворяется при кислотной угрозе.

4. Наиболее удачными блокирующими смесями являются жидкости с низким динамическим напряжением сдвига в поверхностных условиях и с высоким давлением в призабойной зоне пласта. Это позволяет снизить вероятность проникновения жидкости в нефтеносный пласт и снизить фильтрационно-емкостные свойства. Высокие значения динамического напряжения сдвига при поверхностных условиях снижают КПД и КПД насоса. Таким образом, предстоящие реологические исследования должны быть направлены на проверку заявленных требований и разработку новых решений в случае отрицательного результата.

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Becker T., Morgan R., Chin W., Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's well-bore fluid applications. SPE
- 2 Brandl A., Cutler J., Seholm A., Sansil M., Braun G. Cementing solutions for corrosive well environments. *SPE Drilling & Completion*. 2011. Vol. 26. N 02, p. 208-219.
- 3 Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Проведение в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы //

- Территория Нефтегаз. 2015. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/provedenie-v-skvazhinah-vodoizolyatsionnyh-rabot-na-osnove-karbamidoformaldegidnoy-smoly> (дата обращения: 30.07.2022).
- 4 Fatemeh, Khashee & Rivera, R. & Salehi, Saeed & Teodoriu, Catalin & Ghalambor, Ali. (2018). How Does Mixing Water Quality Affect Cement Properties. 10.2118/189505-MS.
  - 5 Двойников М. В., Нуцкова М. В., Кучин В. Н. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин // Недропользование. 2017. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-i-obosnovanie-vybora-sostavov-dlya-ogranicheniya-vodopritokov-pri-zakanchivanii-skvazhin> (дата обращения: 30.07.2022).
  - 6 Tabatabaee Moradi S.Sh., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions. *IJE Transactions C: Aspects*. 2016. Vol. 29. N 9, p. 1214-1218.
  - 7 Ismailov A.A., Kabdulov S.Z., Tikebayev T.A. Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing. *International Journal of Chemical Sciences*, 2013, no.11(1), pp.150-158.

УДК 622 245.422

**ПОСТАНОВКА ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ  
ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА В ПЕРИОД КОНТАКТА С  
АГРЕССИВНОЙ СРЕДОЙ В СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЯХ**

*Д.Р. Камаев, В.В. Живаева*

[kamdanik@gmail.com](mailto:kamdanik@gmail.com), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)

*Самарский государственный технический университет  
г.Самара, Россия*

**Аннотация.**

Процесс гидратации тампонажного цемента начинается с момента затворения цементного клинкера, продолжается в период доставки в заколонное пространство и времени ОЗЦ. А с момента попадания тампонажного материала в зону пласта, содержащего агрессивный флюид, начинается реакция составляющих тампонажную смесь веществ с раствором сероводорода и одновременно с протекающим процессом формирования камня, т.е. гидратацией.

**Ключевые слова:** коррозия цементного камня, сероводородная агрессия, тампонажный материал, коррозионно-активный агент, пористость пласта, проницаемость тампонажного материала, адгезия тампонажного материала, математическое моделирование.

**Введение.**

Основная идея при постановке эксперимента заключается с условием одновременно происходящих процессах гидратации и коррозии. Гидратация как уже отмечалось, начинается сразу после поступления жидкости в сухой цемент,

а как только частично гидратированная (подтверждается уменьшением подвижности) тампонажная суспензия достигает пласта, содержащего агрессивный флюид, в частности, сероводород в виде раствора определенной концентрации ( в данном эксперименте 6% концентрация сероводорода), начинается реакция между составляющими тампонажного материала, жидкости, содержащегося в нем и с коррозионно-активным флюидом. В дальнейшем происходят два процесса одновременно. И скорость этого процесса зависит от множества факторов.

При проведении лабораторных исследований испытания физико-механических свойств тампонажных смесей проводились согласно ГОСТ 26798.1-96 ГОСТ 1581-2019.

### **Теоретическая часть.**

Основная масса экспериментальных исследований проводилась в лаборатории буровых и тампонажных растворов (кафедра Бурения нефтяных и газовых скважин, СамГТУ) с использованием портландцемента марки ПЦТ-IG-CC-2. Исследование полученных образцов цементного камня на коррозионную стойкость проводилось согласно международному стандарту ISO/TC67.

Изучались следующие физико-механические показатели тампонажных смесей.

*-Растекаемость конусом АзНИИ,*

*-консистенция (времязагустевания  
на консисометре КЦ-5 в атмосферных условиях.*

*- сроки схватывания.*

по методике акад. П.А. Ребиндера, с помощью прибора ВИКА.

*-Определение показателя фильтрации тампонажного раствора.*

Показатель фильтрации тампонажного раствора измерялся по стандартной технологии с помощью фильтр-пресса.

*-Определение проницаемости цементного камня.*

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ была смонтирована установка для определения газопроницаемости цементного камня по алгоритму, предложенному В.С. Данюшевским. После определения диаметра и длины образца замерялась его физическая (абсолютная) газопроницаемость, причем из установки по определению газопроницаемости удалялся барботажный сосуд. При обработке полученных данных по газопроницаемости использовалась программа «ПРОНИЦАЕМОСТЬ» на ПК, разработанная коллективом авторов на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ. Определялся коэффициент газопроницаемости, а также вычислялось среднеквадратичное и стандартное отклонение для определения точности результата.

*-Определение седиментационной устойчивости тампонажного раствора*

По алгоритму академика Ребиндера.

Седиментационная устойчивость связана со степенью дисперсности твердых частиц в существующей дисперсионной среде. Если в этой среде присутствует стабилизатор, способный понижать лишь фазовое натяжение между цементной частицей и жидкостью, устойчивость системы повышается. Растворенные в воде реагенты, в зависимости от их химической природы, воздействуют тем или иным образом на цементные частицы. О характере воздействия и стабилизирующих свойствах комплексов реагентов можно судить по фракционному составу частиц цемента в данной дисперсионной среде

### **Методика определения коррозионной стойкости тампонажного камня.**

Исследование воздействия агрессивной среды на твердеющие образцы цементного камня проводилось на установке, схема которой представлена на рис. 1.

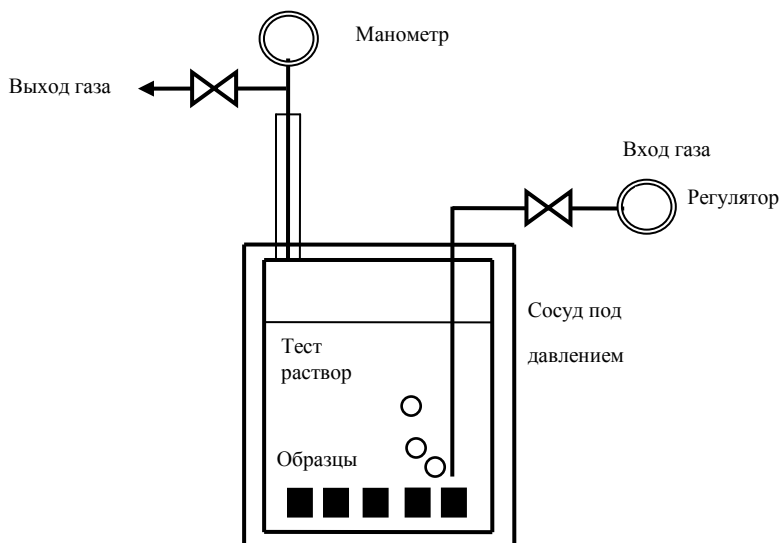


Рис.1. Принципиальная схема установки для проведения исследований

Температура жидкости затворения поддерживалась на уровне 20°C. Средой твердения образцов цементного камня являлась вода, которая в последующем заменялась на коррозионно-агрессивный раствор для испытаний. Раствор для испытаний был приготовлен по методике автора и состоял из кислоты, H<sub>2</sub>S обогащенной среды. Кислотно-щелочной показатель среды после добавления H<sub>2</sub>S составлял 3,4 и увеличивался в последующем до значения 4. Одним из условий было исключение попадания кислорода в рабочий объем раствора. Показатель pH среды, не превышающий значения 4, свидетельствовал об отсутствии кислорода в растворе для испытаний. При создании кислой среды использовался аппарат Киппа, где в при взаимодействии сульфида железа FeS и серной кислоты в емкость с дистиллированной водой поступал сероводород.



Рис.2. Аппарат Киппа

Водоцементное отношение при приготовлении всех образцов равнялось 0.5. Протекание  $H_2S$  через аппарат производилось в течение всего испытания слабым потоком. Это позволило сохранять концентрацию  $H_2S$  на постоянном уровне и создавать легкое повышенное давление внутри аппарата, которое не допускало микроскопического проникновения воздуха вовнутрь. Продолжительность воздействия разделялась на временные интервалы. Создание столь агрессивной среды обуславливается временными сроками протекания реакции. Данные исследования проводились в два этапа. На первом этапе подготавливались образцы тампонажного камня стандартного размера, для которых определялись все необходимые параметры во в течение 2-х, 10-ти и 30-ти суточного воздействия раствора сероводорода при температурах  $20^0$  и  $70^0C$ . Далее из испытуемых образцов изготавливались тонкие шлифы на стекле.

Критериями изменения структурного состояния цементного камня, подверженного сероводородной коррозии, выбраны его пористость, проницаемость, а также строение структурных элементов.

Исследование сероводородного воздействия состояло из двух этапов. Образцы хранились в эксикаторе с поддержанием постоянной 100%-ной влажности. Основными критериями при проведении анализа структурного состояния цементного камня, подверженного сероводородной коррозии, являлись прочность, пористость, трещиноватость, а также строение структуры формирующегося и измененного цементного камня.

### **Заключение.**

На данном этапе исследованы образцы тампонажного состава на изменение их свойств в среде сероводорода 6% концентрации при температурах 22 и 70 градусов по Цельсию. Определены основные свойства и их изменения, пористость и проницаемость, седиментационная устойчивость, сделан микроскопический анализ изменяющейся структуры тампонажного камня.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов Ф.А., Махмутов А.Н., Токунова Е.Ф. Исследование коррозионной стойкости цементного камня в магниезиальных агрессивных средах. Георесурсы, 2019, 21 (3), с. 73–78 (Scopus)
2. Бикмеева Н. Б., Ломакина Л. Н. Влияние сероводородной коррозии на структуру цементного камня. Статья в материалах конференции, 2015, Уфа, с.66-69.
3. Булатов А. И. Коррозия цементного камня в скважине. Бурение и нефть, 2016, (5), с.27-31
4. Живаева В.В. и др. Программное обеспечение для проведения анализа качества крепления нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин / В.В.Живаева, В.А.Котельников, В.В.Салаев, И.В.Доровских // Техника и технология экологически чистых производств: Тез.докл. VI Междунар. симпозиума.- М.,2002.- С.75-77.
5. Живаева В. В., Цивинский Д. Н., Камаева Е. А., Камаев Д. Р. Использование программных продуктов для оценки качества цементирования. Нефть Газ. Новации, 2017, 1 (9), с.118-125
6. Живаева В. В., Камаев Д. Р., Камаева Е. А. Обоснование методики моделирования экспериментального процесса сероводородной коррозии и ее влияния на процесс сцепления цемента. НефтьГаз. Новации, 2017, 1 (1), с.75-80
7. Kamaev D. R. Study of the effect of corrosive-active agents on the plugging material destruction processes. Topical issues of rational use of natural resources. XVII International forum-contest of students and young researchers. Under the auspices of UNESCO. Scientific conference abstracts. Volume 1. P.62-64.

УДК 622.24.062:622.24.063.2

**ВЛИЯНИЕ ПОЛЯРНЫХ И НЕПОЛЯРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПРОЧНОСТЬ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ АРГИЛЛИТА**

*Е.О. Игнатьева, В.А. Капитонов, О.А. Нечаева*

*Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

*Российская Федерация*

*E-mail: [ei120117@gmail.com](mailto:ei120117@gmail.com)*

В статье дано описание порядка приготовления искусственных образцов аргиллита. Преимуществом искусственных образцов перед выпиленными из керна материала является их однородность, но следует понимать, что это является существенным упрощением, т.к. в скважинных условиях после воздействия породоразрушающего инструмента интервалы сложенные аргиллитами будут покрыты развитой системой трещин, для которых, при взаимодействии с буровым раствором и его фильтратом, наибольшее влияние окажет расклинивающий эффект. Также в статье рассмотрены результаты сравнительных исследований изменения линейных размеров искусственных образцов аргиллита на приборе LSM 2100.

Конструктивной особенностью прибора LSM 2100 является минимальное нагружение образцов 548,8 г (1,21 фунта). Также возможно увеличение массы нагружения.

**Ключевые слова:** буровой раствор, аргиллиты, осыпи, обвалы, тестер линейного набухания.

### INFLUENCE OF POLAR AND NON-POLAR LIQUIDS ON THE STRENGTH OF ARTIFICIAL SAMPLES OF ARGILLITE

E.O. Ignatieva, V. A. Kapitonov, O. A. Nechaeva

Institute of Oil and Gas Technologies, SamSTU, Russian Federation E-mail:  
[ei120117@gmail.com](mailto:ei120117@gmail.com)

The article describes the procedure for preparing artificial mudstone samples. The advantage of artificial samples over those cut from core material is their uniformity, but it should be understood that this is a significant simplification, since in downhole conditions, after the impact of the rock cutting tool, the intervals composed of mudstones will be covered with a developed system of cracks, for which, when interacting with the drilling fluid and its filtrate, the wedging effect will have the greatest impact. The article also discusses the results of comparative studies of changes in the linear dimensions of artificial mudstone samples on the LSM 2100 device. The design feature of the LSM 2100 device is the minimum loading of samples of 548.8 g (1.21 lbs). It is also possible to increase the loading mass.

**Key words:** drilling mud, mudstones, screes, collapses, linear swelling tester.

В процессе бурения возникают проблемы с устойчивостью стенок скважин, что часто приводит к прихватам бурильного инструмента, геофизических приборов или обсадных колонн. Неустойчивость пород вызывают напряженно-деформированное состояние массива вокруг стенок скважины и химическое взаимодействие бурового раствора и его фильтрата с горными породами [1 – 4]. Для Нижнего Поволжья в интервалах глубин (2500 – 5500) м характерно залегание аргиллитов [5]. Потеря устойчивости аргиллитов не связана с увеличением в объёме, которое характерно для глин монтмориллонитовой группы. Линейное изменение длины образцов аргиллита Покровско-Сорочинского месторождения в дистиллированной воде составляет 3 %. В водопродной воде набухание около 2,5 %, а в насыщенном растворе хлорида натрия около 1 % [6]. Т.к. разница в 2 % сопоставима с погрешностью измерения, то дифференцировать ингибиторы по эффективности снижения набухания не представляется возможным. Поэтому в текущей работе рассмотрен подход, основанный на определении времени устойчивости искусственных образцов аргиллита под действием постоянной нагрузки. Применение искусственных спрессованных таблеток позволяет добиться однородности свойств исходных образцов [7], что является необходимым при проведении сравнительных испытаний ингибирующих составов.

В текущей работе проведено сравнительное исследование поведения искусственных образцов аргиллита при малых нагружениях, около 8 кПа,

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

создаваемых массой штока прибора – 548,8 г в среде полярных и неполярных жидкостей. Порядок подготовки образцов схематически представлен на рис. 1.

Методика приготовления состояла из следующих этапов: промывка и просушка шлама из интервалов залегания аргиллитов; измельчение на планетарной шаровой мельнице Retsch PM 100 (в течение 3 мин, с реверсом направления вращения через каждые 30 с и скоростью вращения 250 об/мин). Далее выполнялся просев на виброситах с разделением на две фракции: крупнее 0,250 мм и мельче 0,250 мм. После этого порошок аргиллита фракции менее 0,250 мм увлажнялся парами в эксикаторе над насыщенным раствором KCl (относительная влажность воздуха при 25 °С – 85% [8]) в течении 7 дней. Цилиндрические образцы, для проведения исследований, прессовались из увлажнённого аргиллита массой 40 г в двухъячеечном компараторе путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi) в течение не менее 1,5 часов. Масса навески подбиралась с учетом рекомендаций по получаемой геометрии образцов [9]. Так как в искусственных образцах наличие микроскопических трещин, а также дисперсности и микроскопических неоднородностей исключено, то отношение высоты к диаметру при котором наступает стабилизация значений предела прочности цилиндрического прессованного образца должна быть не менее 0,8. Образцы, исследуемые в данной работе имели высоту 27 мм и диаметр 28,6 мм. Отношение высоты к диаметру составляло 0,94.

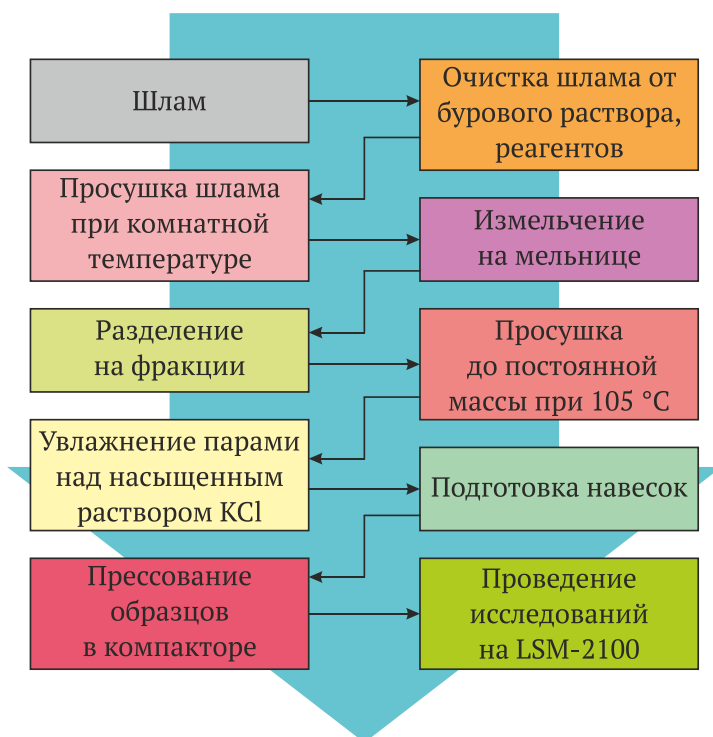


Рис. 1 – Порядок подготовки образцов для проведения исследований

Описанное выше допущение о монолитности искусственных образцов аргиллитов для исследований, строго говоря, не соответствует скважинным условиям, т.к. глинистые породы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

характеризуются высокой микротрещиноватостью (модуль трещиноватости изменяется от 7-20 для глубин 1500-2000 м до 35-40 для глубин около 3500 м и более) [10]. В дополнение к естественной трещиноватости, порода, находящаяся в пристволенной зоне, подвергаясь воздействию долота и промывочной жидкости, покрывается сеткой трещин разных размеров.

Исследование искусственно сформированных образцов аргиллита выполнялось в четырёх жидкостях: двух полярных средах – вода, раствор хлорида кальция, и двух неполярных средах – бензин, масло. По графику на рис. 2 видно, что в пресной воде монолитные образцы разрушились через 15 мин. В минерализованной воде разрушение наступило не позднее 1,5 часов. В то время как в бензине и масле монолитные образцы при малых нагрузениях до 8 кПа остались полностью сохранными на протяжении 140 часов – более 5,5 суток (рис. 2). Из этого можно сделать вывод, что в растворах с неполярной средой в указанных условиях монолитные аргиллиты не подвергаются разрушению.

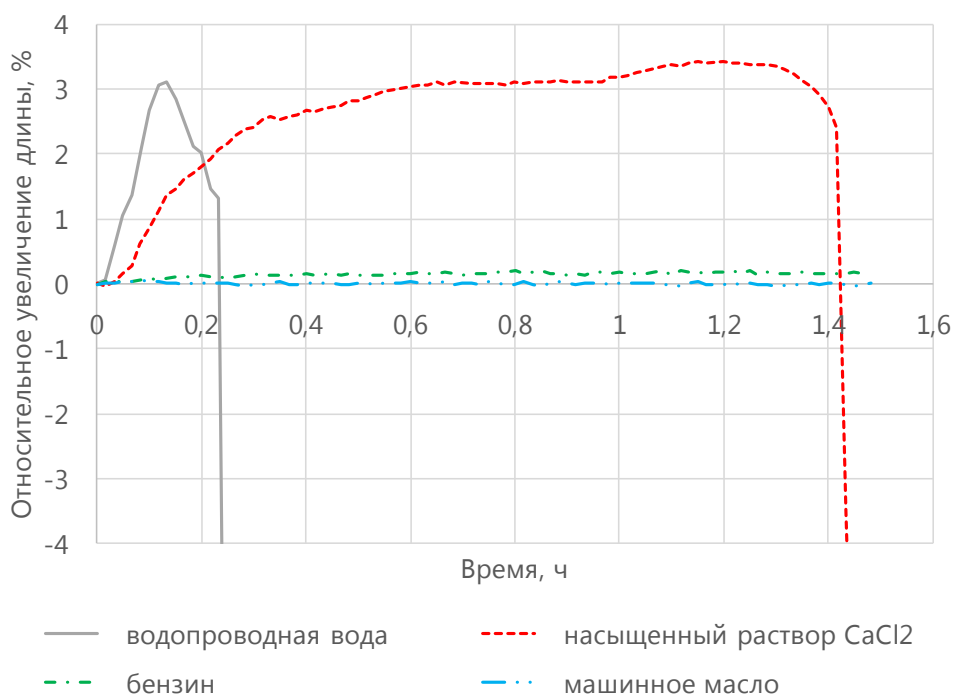


Рис. 2 – Изменение линейных размеров монолитных образцов аргиллита на приборе LSM 2100 в разных средах

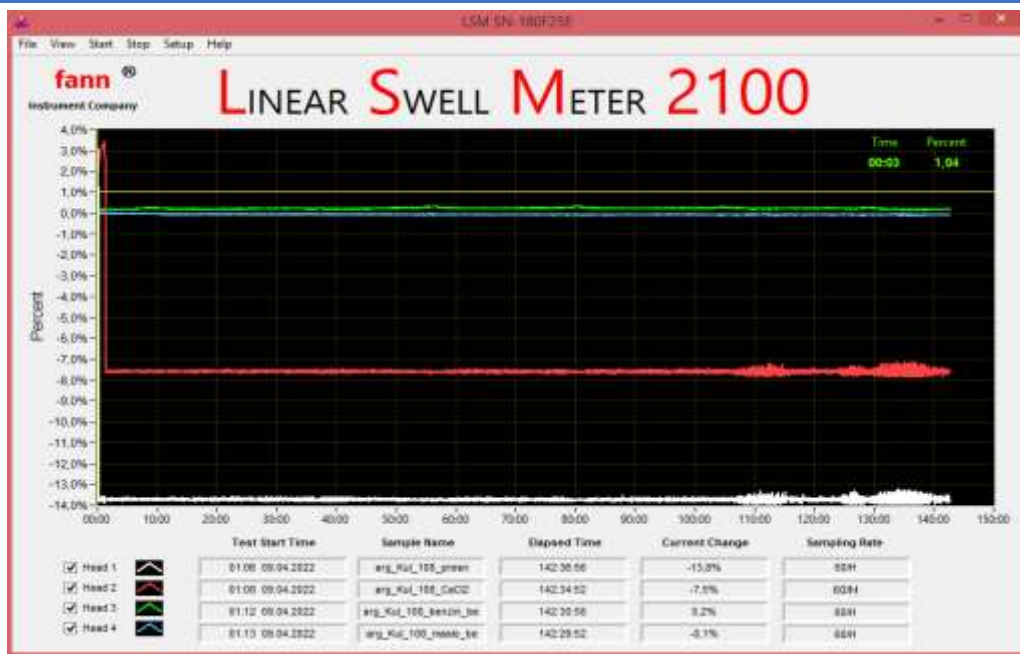


Рис. 3 – Результаты исследований на приборе LSM 2100

вода – кривая белого цвета; насыщенный раствор хлорида кальция – кривая красного цвета; бензин – кривая зеленого цвета; масло – кривая синего цвета



а



б

Рис. 4 – Фото образцов аргиллитов, после проведения эксперимента: а – в воде и б – в масле

Из проведенного эксперимента можно сделать вывод, что при малых нагрузениях в полярных средах на скорость разрушения искусственных монолитных образцов аргиллита влияет степень минерализации среды, а в неполярных средах искусственные монолитные образцы аргиллита не разрушаются. Фото образцов по истечении 140 ч исследований приведены на рис. 4.

Время разрушения искусственного монолитного образца аргиллита в пресной воде составило 15 мин, а в насыщенном растворе хлорида кальция – 1,43 ч. Т.о. определение времени устойчивости искусственных монолитных образцов аргиллита под действием постоянной нагрузки позволяет количественно оценивать эффективность ингибиторов.

Дальнейший потенциал исследований в данном направлении авторы видят в приближении условий эксперимента к скважинным – повышение температуры и давления, действующих на образцы, а также моделирование естественной и техногенной микротрещиноватости пород.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.
3. Капитонов, В. А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М. А. Ахмед // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.
4. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 2(243). – С. 40-44.
5. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 270 с.: ил.
6. Результаты исследований аргиллитов на тестере линейного набухания / Е. О. Игнатьева, О. А. Нечаева, В. А. Капитонов, К. О. Ковалева // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1. – № 1(13). – С. 109-114.
7. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // В сб. Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.) / Полицелл, Спецбурматериалы, Нац. буров. сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. 172 с.
8. ГОСТ 29244-91. Пластмассы. Небольшие контейнеры для кондиционирования и испытания с использованием водных растворов для поддержания постоянного значения относительной влажности. – Введ. 1993-01-01. – М. : : Изд-во стандартов, 2004. – 10 с.
9. Исследование зависимости предела прочности рекомбинированных кернов от скорости увеличения нагрузки и отношения высоты к диаметру / Лосев А. П., Дюльманов И. В., Животовский А. С. // Вестник ассоциации буровых



подрядчиков. – 2020. – №3. – С. 13 – 17.

10. Осипов В. И., Соколов В. Н., Еремеев В. В. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.: ил.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ

*А.В. Липатов, П.И. Демидова*

**ФГБОУ ВО «СамГТУ»**

*Россия, Самара*

[lipatovalexander@mail.ru](mailto:lipatovalexander@mail.ru), [demidovapolina7@gmail.com](mailto:demidovapolina7@gmail.com)

### ***Аннотация***

В данной статье описывается актуальность проблемы связанность с осложнениями при цементировании скважины. Нарушение целостности цементного камня, а также некачественно проведенный работы могут повлечь за собой технологические трудности. Для их предотвращения возможно применение моделирования процесса цементирования скважины с целью создания качественной изоляции зоны.

### ***Ключевые слова***

Моделирование, тампонажный раствор, водопроявление, зональная изоляция, однофазный поток.

Устойчивая долговечность системы ствола скважины стала важной темой в последние десятилетия. Это относится как к первичному, так и вторичному цементированию скважины. В данной работе мы рассмотрим метод ограничения водопритока в ствол скважины путем его зональной изоляции цементным раствором.

Целостность скважины представляет собой цель / решение для защиты жизни людей и окружающей среды при сохранении уровня добычи нефти в течение срока службы скважины. Характеристика поведения цемента играет важную роль в обеспечении целостности скважины и может быть эффективно рассмотрена.

При строительстве скважин, которые не обеспечивают зональную изоляцию, флюид может перемещаться по небольшим каналам, созданным в цементной оболочке в затрубном пространстве между обсадной колонной и стенкой скважины. Этот флюид может в конечном итоге достичь устья скважины. Восстановительные операции, выполняемые на протекающих скважинах, являются довольно дорогостоящими и часто безуспешными. Обычно используемая операция по восстановлению цементного камня имеет вероятность успеха менее 50%. Очевидно, что утечки из плохо цементированных скважин являются серьезной проблемой. Хотя зональная изоляция в первую очередь связана с цементированным пространством ствола скважины между обсадной колонной и пластом, операции, которые выполняются до процесса цементирования, также важны для эффективной зональной изоляции. Различные работы, связанные с бурением, спуском обсадных колонн и цементированием, должны быть спроектированы таким

скоординированным образом, чтобы была достигнута максимальная зональная изоляция.

Механические параметры цементной оболочки, используемой скважине, и параметры трения контактной поверхности цемент-пласт могут быть определены с помощью лабораторных испытаний образцов цемента. Затем, используя полученные данные и учитывая внутрискважинные условия, возможно построение эталонной численной модели для конкретного участка исследуемой скважины с использованием программного обеспечения ABAQUS с последующим анализом ствола скважины. При проведении анализ чувствительности и параметрических исследований для изучения влияния параметров трения контактных поверхностей и механических свойств цемента на целостность скважины результаты показали, что более высокий и / или более низкий коэффициент Пуассона и угол трения в цементной оболочке дополнительно способствовали увеличению пластических деформаций в оболочке. Более того, с увеличением трения контактных поверхностей пласт-цемент и цемент-обсадная колонна наблюдалось снижение пластической деформации цемента. При параметрическом анализе коэффициент трения между цементным пластом и цементной обсадной колонной уменьшился примерно на 45% и 60% соответственно.

Существует связанная модель температуры и давления, основанная на кинетике гидратации во время цементирования, которая, учитывая сложные взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации цемента. Для выполнения связанных численных расчетов в ней используется дифференциальный метод, и результаты расчетов сравниваются с экспериментальными и полевыми данными для проверки точности модели. Когда рассматриваются взаимодействия между температурой, давлением и реакцией гидратации, точность расчета предлагаемой модели находится в пределах 5,6%, что в пределах допустимой погрешности. Была проведена серия численного моделирования, чтобы выяснить характер изменения температуры, давления и степени гидратации во время отверждения цемента. Результаты исследований показывают, что температура цемента резко возрастает в результате высокой температуры гидратации цемента. С развитием прочности цементного геля поровое давление цементного раствора постепенно снижается до уровня даже ниже пластового давления, вызывая образование газовых каналов; переходная температура и давление влияют на скорость реакции гидратации цемента, поэтому цементный раствор в более глубокой части ствола скважины имеет более высокую скорость гидратации в результате высокой температуры и давления.

Течение тампонажного раствора в пласте рассматривается однофазным. Наиболее часто для моделирования используются методы молекулярной динамики (МДС) и аналитические модели, которые помогают зафиксировать, как молекулы перемещаются в порах пласта.

В другом аспекте высокомолекулярные полимеры имеют тенденцию поступать в высокопроницаемые каналы. Они накапливаются в крупных порах / трещинах или непосредственно закупоривают горловины мелких пор, увеличивая сопротивление течению и выталкивая жидкость за потоком в незамутненную область с низкой проницаемостью.

При построении модели, стоит учитывать, что возможно применение добавок к обычному цементу, которые могут изменять механические, физические и химические свойства цементных пробок в конкретных условиях скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Jianguang Wei, Jiangtao Li, Xin Zhang, Zhenjun Wang, Jingmin Shi, Zhuo Huang, Experimental investigation for the dynamic adsorption behaviors of gel system with long slim sandpack: Implications for enhancing oil recovery, Energy Reports, Volume 8, 2022, Pages 9270-9278, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.07.057>.
2. Shobhit Misra, Michael Nikolaou, A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 59, 2018, Pages 262-273, ISSN 1875-5100, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.028>.
3. Eissa Khodami, Ahmad Ramezanzadeh, Mehdi Noroozi, Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran), Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 196, 2021, 107991, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107991>.
4. Xuerui WANG, Baojiang SUN, Shujie LIU, Zhong LI, Zhengli LIU, Zhiyuan WANG, Hao LI, Yonghai GAO, A coupled model of temperature and pressure based on hydration kinetics during well cementing in deep water, Petroleum Exploration and Development, Volume 47, Issue 4, 2020, Pages 867-876, ISSN 1876-3804, [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60102-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60102-1).

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМА БУРЕНИЯ, ЗА СЧЁТ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**

*М.В. Власов, В.И. Никитин, В.В. Живаева*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

[maxvlasov92@mail.ru](mailto:maxvlasov92@mail.ru), [nikitinv@list.ru](mailto:nikitinv@list.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)

**Аннотация:** в данной статье изложено, об повышение эффективности режима бурения, за счёт гидроимпульсного воздействия, путем модернизации конструкции винтового забойного двигателя и применение его, на практике.

**Ключевые слова:** винтовой забойный двигатель, генератор импульсов давления, промывочная жидкость, долото, скорость проходки.

Винтовой забойный двигатель, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления, предназначен, для повышения эффективности бурения, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в условиях затрудняющих доведение осевой нагрузки, до забоя и поддержание высокой механической скорости проходки.

Осциллятор генератора импульсов давления, создает продольные колебательные движения КНБК, позволяющие улучшить, передачу осевой нагрузки на долото, свести к минимуму, возможность возникновения прихватов, избежать

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

необходимости расхаживания КНБК, для обеспечения требуемого положения отклонителя, при ориентированном бурении, обеспечить возможность бурения, более продолжительных интервалов скважины, с максимально возможным отходом от вертикали, увеличить механическую скорость проходки, при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Гидроимпульсный принцип действия генератора, обеспечивает более эффективную очистку долота и забоя, от выбуренной породы.

На рисунке 1, представлена конструкция винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления.

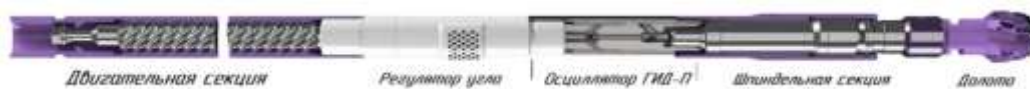


Рисунок 1. - Конструкция винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления

Модуль генератора импульсов давления, устанавливается в верхней части шпindelной секции, винтового забойного двигателя (между переводником нижним регулятора угла и шпинделем). Модуль состоит из наружной и внутренней втулок скольжения. Генератор приводится в действие, крутящим моментом, создаваемым рабочими органами (винтовой парой) двигателя и передаваемым трансмиссией (валом карданным) на шпindel. Образование импульсов давления, происходит в результате, перекрытия рабочих камер, которое возникает, при прохождении промывочной жидкости, через модуль генератора (в результате перекрытия, части потока жидкости, проходящего через шпindel двигателя).

На рисунке 2, представлен принцип работы, модуля генератора импульсов давления.



Рисунок 2. - Принцип работы, модуля генератора импульсов давления

Преимущества винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором, генератора импульсов давления:

- Увеличивает механическую скорость проходки;
- Повышает эффективность работы вооружения долота, за счёт сочетания осевых импульсов, генерируемых осциллятором, с крутящим моментом и частотой вращения, создаваемых силовой секцией двигателя;
- Улучшает передачу осевой нагрузки на долото;

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- Уменьшает необходимость расхаживания инструмента, для обеспечения требуемого положения отклонителя;
- Позволяет бурить, более протяженные горизонтальные участки скважин;
- Создает эффект гидравлической перфорации, обеспечивающий более эффективную очистку долота и забоя, от выбуренной породы.

### Применение винтового забойного двигателя ДРУ-106ГИД.7/8.46, с встроенным осциллятором, генератора импульсов давления, для повышения скорости бурения, боковых стволов, на месторождениях ПАО «Оренбургнефть»

Было рекомендовано следующее технологическое решение, в таблице 1, представлены основные технические характеристики винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления [2].

Таблица 1. - Основные технические характеристики винтового забойного двигателя ДРУ-106ГИД.7/8.46, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления

Типоразмер		106 мм	4,25 дюйма
Заходность рабочих органов		7:8	
Длина статора		4 600 мм	15,09 футов
Кол-во шагов статора		7,2	
Расход ПЖ		6... 12 л/с	95... 190 гал/мин
Частота вращения на холостом ходу		121... 243 об/мин	
Макс. доп. дифф. давление		90 кгс/см <sup>2</sup>	1 280 psi
При макс. допустимом дифф. давлении:	Частота вращения	111... 223 об/мин	
	Момент	282 кгс*м	2 040 ft*lb

На рисунке 3, представлен график основных технических характеристик, винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления.

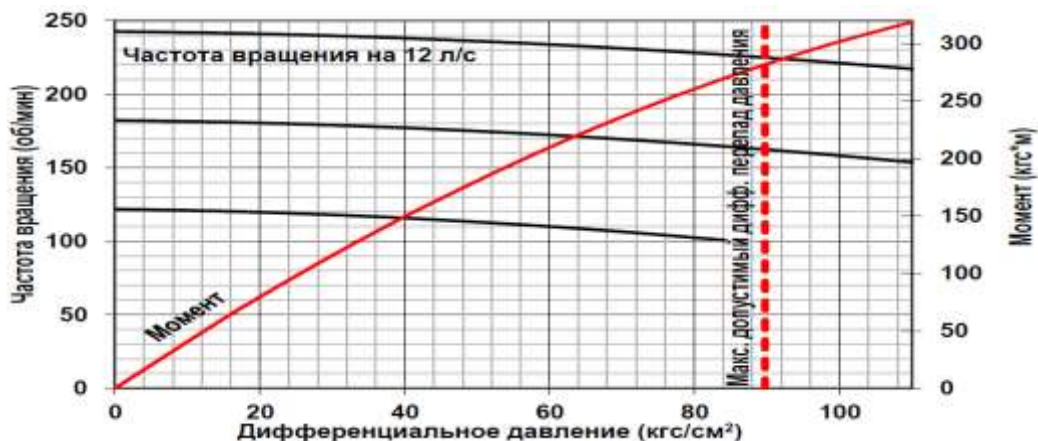


Рисунок 3. - График основных технических характеристик, винтового забойного двигателя, с встроенным осциллятором генератора импульсов давления

## Основная задача и результат опытно-промышленных испытаний

Главная и приоритетная задача, которая ставилась, перед опытно-промышленными испытаниями, увеличение механической скорости проходки, согласно долотной программы:

- Увеличить МСП на 20 %, с 3,8 до 4,56 м/ч.

Результат применения испытаний, на практике:

- На скважине № 89 Горного месторождения, с применением винтового забойного двигателя ДРУ-106ГИД.7/8.46, с генератором импульсов давления, пробурен интервал бокового ствола, с глубины 1823,6 до 2665,7 м., протяженность бурения, составило 842,1 м., интервал пробурен, за один рейс. Бурение интервала, осуществлялось на буровом растворе, в карбонатном разрезе.

- На скважине № 60 Горного месторождения, с применением винтового забойного двигателя ДРУ-106ГИД.7/8.46, с генератором импульсов давления, пробурен интервал бокового ствола, с глубины 1999,5 до 2910 м., протяженность бурения, составило 910,5 м., интервал пробурен, за один рейс. Бурение интервала, осуществлялось на буровом растворе, в карбонатном разрезе.

На рисунке 4, представлена диаграмма достигнутого результата, вследствие применений, опытно-промышленных испытаний ДРУ-106ГИД.7/8.46, на скважинах № 89 и № 60, Горного месторождения.

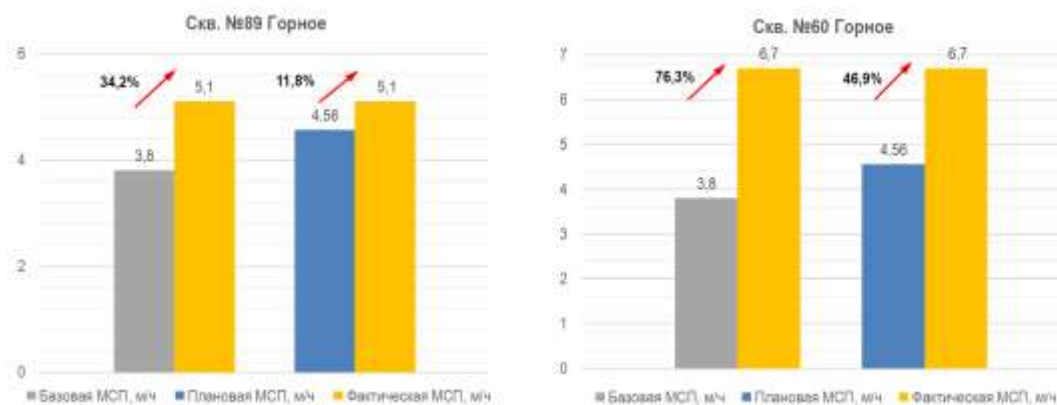


Рисунок 4. - Диаграмма достигнутого результата, вследствие применений, опытно-промышленных испытаний ДРУ-106ГИД.7/8.46, на скважинах № 89 и № 60, Горного месторождения

## Заключение

Применение винтового забойного двигателя ДРУ-106ГИД.7/8.46, с встроенным осциллятором, генератора импульсов давления, позволило Заказчику достичь и превысить показатели базовой механической скорости проходки (МСП согласно долотной программы), на скважине № 89 с 3,8 до 5,1 м/ч., увеличение на 34,2 % МСП и № 60 с 3,8 до 6,7 м/ч., увеличение на 76,3 % МСП.



Повышение эффективности режима бурения, за счёт гидроимпульсного воздействия, показало свою эффективность, на практике [1],[3].

### ЛИТЕРАТУРА

1. Акт о завершении опытно-промышленных испытаний, технологии применения винтового забойного двигателя, с генератором давления ДРУ-106ГИД, при бурении скважин – 2018.
2. Презентация винтовые забойные двигатели, с встроенным генератором давления – 2018.
3. Протокол подведения итогов, по проекту опытно-промышленных испытаний, технологии винтового забойного двигателя, с генератором давления ДРУ-106ГИД, при бурении скважин – 2018.

### ИССЛЕДОВАНИЯ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ-КОЛЬМАТАНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ\*

*Е.Л. Леушева, М.В. Нуцкова*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия,  
[Leusheva\\_el@spmi.ru](mailto:Leusheva_el@spmi.ru)*

Для создания необходимого гидростатического давления при бурении скважины в состав бурового раствора добавляют специальные материалы – утяжелители. С их помощью повышают плотность раствора до заданного значения, увеличивая тем самым давление в стволе скважины. Наиболее часто используемые утяжелители на сегодняшний день: барит и карбонат кальция.

В настоящее время мировой рынок утяжеляющих добавок насчитывает более 20 наименований. Наиболее часто применяют баритовые и карбонатные утяжелители. Однако, создаются все новые и новые материалы для утяжеления. Иногда требуется повышать плотность бурового раствора до 2500 кг/м<sup>3</sup> и более при сохранении структурно-реологических и фильтрационных параметров. Для этого необходимо более тщательно и всесторонне изучать состав и свойства утяжелителей, а также их влияние на свойства и параметры буровых растворов.

Считается, что утяжелители – это достаточно инертные добавки, оказывающие минимальное влияние на раствор. Однако, современные промывочные жидкости – достаточно сложные многокомпонентные системы, в которых утяжелители оказываются в тесном взаимодействии с другими реагентами и могут существенно изменять параметры раствора. Поэтому изучение свойств утяжелителей и их влияния на показатели растворов представляет практический интерес. Карбонат кальция, помимо утяжеляющей добавки, используется в качестве кольматанта. Существуют различные методы подбора кольматантов в составе буровых растворов.

Исходя из данных, полученных авторами, были сделаны следующие выводы:

1. В настоящее время для утяжеления буровых растворов при бурении скважин применяют самые разнообразные утяжеляющие материалы;

2. Утяжелители буровых растворов применяются в условиях аномально высоких пластовых давлениях для предупреждения нефтегазоводопоявлений, а также при нарушении устойчивости стенок скважины;

3. Степень дисперсности и фракционный состав утяжелителей оказывают влияние на их утяжеляющую способность, процесс структурообразования в утяжеленных растворах, а также на реологические и фильтрационные свойства растворов. Например, с ростом степени дисперсности утяжелителя его утяжеляющая способность снижается, наблюдается рост структурно-реологических показателей.

4. Правильный выбор кольматирующего состава при бурении продуктивного горизонта обеспечивает образование тонкой низкопроницаемой корки на стенке скважины и снижает до минимума проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы раствора. Существуют различные методы по подбору фракционного состава кольматирующего вещества. Наиболее известные: теория Абрамса, теория Кауффера, «Метод Викерса».

5. Свойства утяжеляющих материалов еще не достаточно изучены. В настоящее время появляются все новые методы и технологии применения утяжелителей (WARP-технология).

*\*Работа выполнена в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых - кандидатов наук № МК-5156.2021.4.*

### **ПРОБЛЕМАТИКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

*А.С. Сусоев, В.В. Живаева*

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

*г.Самара, Россия*

*e-mail: [SusoevAS@samnpi.rosneft.ru](mailto:SusoevAS@samnpi.rosneft.ru)*

В данной статье рассмотрена возможность вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов на месторождениях Самарской и Оренбургской областей, которые нерентабельно добывать скважинами со стандартной конструкцией. Приведен опыт реализации проекта по строительству скважин малого диаметра, а также достигнутый экономический эффект.

**Ключевые слова:** бурение с регулируемым давлением (БРД), Юрубчено-Тохомское месторождение, ГНВП, противofонтанная безопасность, контроль скважины.

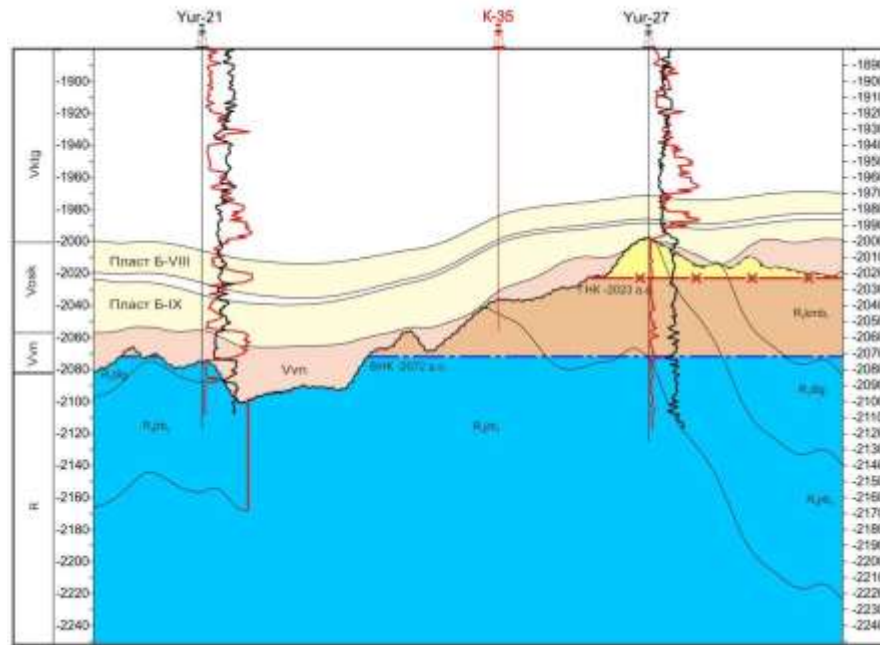
## Введение

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Красноярского края. Оно является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири. Добыча углеводородов преимущественно осуществляется из Рифейской залежи, которая представлена карбонатными породами. Так же присутствует газовая шапка, составляющая около 80% площади Рифейской залежи. Покрышка представлена глинисто-сульфатными отложениями. Для увеличения площади дренирования карбонатного коллектора месторождение преимущественно горизонтальными скважинами с длиной горизонтального интервала 1000 метров. Особенностями Рифейской залежи является аномально низкое пластовое давление (АНПД), что не позволяет применять традиционные технологии бурения промывочной жидкости и загрязнения призабойной зоны пласта.

С учетом конструкции скважины, реологии промывочной жидкости и других параметров, эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) при бурении варьируется в интервале 1,02-1,12 г/см<sup>3</sup>. При этом, градиент пластового давления продуктивного горизонта составляет порядка 0,94 г/см<sup>3</sup>. Это значит, что при циркуляции промывочной жидкости во время бурения репрессия на пласт соответствует требуемым показателям. Но в статическом режим градиент пластового давления превышает давления гидростатики, что приводит к поступлению пластового флюида в скважину. Однако не только в условии отсутствия циркуляции происходит флюидопроявление, так как трещиноватый коллектор склонен к значительным поглощениям промывочной жидкости и, как следствие, происходит падение уровня в скважине с последующим снижением противодавления на пласт.

Для решения задачи эффективного процесса бурения горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях, таких как на Юрубчено-Тохомском месторождении, были применены различные технологические решения. Сложность заключается в том, чтобы совместить различные технологии, обеспечив безопасность строительства скважин, и при этом максимально сохранить фильтрационные свойства продуктивного горизонта.

# БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



условные обозначения

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: yellow; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> - газонасыщенная часть залежи</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: orange; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> - нефтенасыщенная часть залежи</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: blue; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></span> - водонасыщенная часть залежи</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; border-top: 1px dashed black; margin-right: 5px;"></span> - водонефтяной контакт</li> <li><span style="display: inline-block; width: 20px; border-top: 1px dashed black; border-bottom: 1px dashed black; margin-right: 5px;"></span> - газонефтяной контакт</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - скважина пробуренная</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - скважина проектная</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - везд, катанская свита</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - везд, оскобинская свита</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - везд, ванаварская свита</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - средний рифей, юктенская толща</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - средний рифей, копчерская толща</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - средний рифей, хуюмбинская толща</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - средний рифей, долгожтинская толща</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - средний рифей, юрубченская толща</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - ГК</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - НГК</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - тектонические нарушения</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - границы свит, толщ</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - границы пластов</li> <li><span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; border: 1px solid black; text-align: center; vertical-align: middle;">+</span> - границы стратиграфического несогласия</li> </ul> |
|---|---|---|--|

Рисунок 1. Геологический разрез.

## Анализ текущей ситуации

При традиционном процессе строительства скважин плотность промывочной жидкости подбирается таким образом, чтобы статический градиент превышал давление пласта. Циркуляционная система открыта и раствор поступает в приемные емкости с атмосферным давлением. При циркуляции промывочной жидкости давление, приложенное к пласту, растет по причине потерь на трение.

В отличие от стандартных технологий бурения, которые опираются на плотность раствора для управления давлением, в технологии бурения с контролем давления для уравнивания давления вскрытого пласта регулируется сочетание нескольких факторов: давления на устье, трения и плотности раствора. В рассматриваемом случае плотность раствора регулировалась за счет применения многофазной промывочной жидкости с закачкой инертного газа (азота).

Многофазная промывочная жидкость может использоваться для достижения давления циркуляции на забое скважины, необходимого для поддержания почти сбалансированного состояния, при котором гидростатическое давление бурового раствора снижается до уровня, минимально превышающего пластовое давление. Основной особенностью системы бурения с регулируемым давлением (БРД) является ее полная герметичность на участке буровой насос – газосепаратор, что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск ГНВП. Основные элементы системы БРД:

1) роторный устьевой герметизатор обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента, позволяет безопасно отводить поступающие из скважины газ, буровой раствор, пластовый флюид и выбуренную породу к оборудованию контроля забойного давления и сепарации;

2) азотная установка используется для производства и подачи азота в объеме до 35 м<sup>3</sup>/мин с рабочим давлением до 24,5 Мпа;

3) дроссельный блок обеспечивает создание требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях;

4) газосепаратор эффективно отделяет газовую фазу от жидкой при прохождении газифицированного бурового раствора;

5) факельная установка применяется для сжигания газа, поступающего из газосепараторной установки.

В 2016 г. в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) реализован комплекс решений, направленных на сокращение интенсивности поглощений за счет управления давлением на забое скважины в процессе бурения с применением технологии бурения с регулируемым давлением (БРД) и нагнетанием азота. Для достижения минимальной ЭЦП наряду с применением БРД потребовалась оптимизировать другие составляющие процесса бурения. Реализация данного комплекса решений позволила значительно сократить потери бурового раствора из-за поглощений. Уже в первой опытной скважине объем поглощения составил около 500 м<sup>3</sup>, что значительно ниже среднего объема поглощений (2100 м<sup>3</sup>), зафиксированного в скважинах в 2015-2016 гг. Отмечено сокращение сроков бурения продуктивного интервала и увеличение начальных показателей эксплуатации скважин. В ходе ОПР пробурено четыре скважины. Проведение ОПР сопровождалось постоянной оптимизацией решений по мере накопления опыта. Результаты опытных работ признаны успешными, и принято решение о

тиражировании технологии для бурения трещиноватых коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения.

На текущий день тиражирование технологии бурения в рифейском пласте Юрубчено-Тохомского месторождения с помощью системы БРД продолжается успешно. Учитывая геологические особенности рифея, связанные с крайне высокими ФЕС и вскрытием нескольких высокопроницаемых зон относятся к несовместимым условиям проводки ствола скважины, бурение по интервалу газовой шапки проводят герметизированным устьем.

### Противофонтанная безопасность

Для каждой операции в скважине должно быть установлено как минимум 2 барьера фонтанной безопасности на каждом из возможных путей движения флюидов (трубное, затрубное, межколонное пространство), которые можно подразделить на первичные и вторичные.

Первичный барьер - первое устройство или система, предупреждающая неконтролируемый приток пластового флюида в скважину. При бурении скважин первичными барьерами являются элементы в скважине, предназначенные для создания безопасного превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. Задача первичного барьера – предотвратить ГНВП. Эффективными первичными барьерами при бурении скважин являются:

столб бурового раствора, создающий в статических условиях давление, которого достаточно для превышения пластового давления в проницаемых пластах;

столб последовательно закачиваемых тампонажных растворов при креплении колонн и хвостовиков создающий в статических условиях давление, которого достаточно для превышения пластового давления в проницаемых пластах, в том числе в случае незапланированных остановок при закачке;

при бурении с БРД в качестве первичного барьера рассматривается система, включающая, столб бурового раствора в стволе скважины, и устьевое оборудование, позволяющее создавать дополнительное управляемое давление на устье скважины (например, вращающийся превентор (либо устьевой герметизатор) и дроссельный манифольд).

Вторичный барьер служит для сдерживания давления жидкостей или газов при выполнении технологических операций в бурении скважин, а также для закрытия скважины в случае отказа первичного барьера. Таким образом, задача вторичного барьера – предотвратить развитие ГНВП в неконтролируемый приток пластового флюида на поверхность и/или переток его в другие пласты и обеспечить условия для возможности восстановления первичного барьера.

Как правило, барьер состоит из элементов, к каждому из которых могут быть применены соответствующие критерии оценки их способности эффективно выполнять своё функциональное назначение. Элементы барьеров, выполняющие свои функции в процессе строительства скважин, называются эксплуатационными элементами барьеров. Эксплуатационными элементами барьеров при бурении скважин и ЗБС могут быть:

зацементированная обсадная колонна, опрессованная, с неповрежденным башмаком и обратным клапаном, подтвержденная герметичность цемента и горной



породы в районе башмака колонны, обеспечивающая прочность, достаточную для бурения следующего интервала скважины;

опрессованные через контрольные порты уплотнения колонной подвески в колонной головке;

уплотнения и соединения устьевого обвязки, опрессованные в направлении потенциального потока;

забойный клапан-отсекатель скважины, испытанный на приток и обеспечивающий интенсивность утечки ниже допустимого уровня;

опрессованные изоляционные пробки;

ликвидационные и консервационные цементные мосты, испытанные разгрузкой инструмента и опрессованные (только в обсаженных стволах).

### Постановка задачи

Если в процессе бурения скважин риски возникновения не контролируемого ГНВП минимальны, за счет применения технологии бурения с регулируемым давлением, то при сборке фильтровой части хвостовика таковы имеются, поскольку для герметизации устья скважины в случае флюидопроявления (при условии сохранения в целостности фильтров хвостовика) необходимо повернуть и спустить аварийную трубу. При возникновении признаков ГНВП буровая вахта обязана немедленно загерметизировать устье скважины согласно оперативной части плана ликвидации аварии, однако, вследствие наличия различных факторов, не всегда получается это сделать. В связи с этим, необходимо рассмотреть техническую возможность установки дополнительного барьера, в том числе, обеспечивающего безопасную сборку и спуск фильтровой части хвостовика в скважину.

### Заключение

Принимая во внимание высокие фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора, вскрытие нескольких высокопроницаемых зон и наличие газовой шапки, любое колебание забойного давления приводит или к поглощению или к газопроявлению. При бурении скважин в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения возможно обеспечивать как первичный барьер, так и вторичный, именно за счет применения системы БРД, однако при спуске фильтра-хвостовика и первичный барьер и вторичный можно сказать отсутствуют, по причине того, что любое колебание забойного давления вызывает и поглощение и проявления газа. Учитывая выше сказанное, необходимо рассмотреть включение третьего барьера в скважины, который был бы независим от первых двух барьеров и обеспечивал противofонтанную безопасность при строительстве скважины.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.Р. Гиниатуллин, В.В. Киреев, Д.Д. Крепостнов (ПАО «НК «Роснефть»), К.А. Чернокалов, Ф.А. Загривный (АО «Востсибнефтегаз»), П.Ю. Доброхлеб, Д.Н. Войтенко, А.М. Поляруш (ООО «Технологическая компания Шлюмберге»).  
«Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических

- поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения» /нефтяное хозяйство. 2017».
2. К.А. Тихонова, А.А. Козяев, Д.В. Назаров, С.К. Квачко, Е.А. Губина (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»), Н.М. Кутукова (ПАО «НК «Роснефть»). «Мультидисциплинарный подход к выделению и прогнозированию высокоемких кавернозных зон в рифейском коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения / нефтяное хозяйство 2020».
  3. В.В. Лукьянов, И.Н. Исаев (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»). «Проектная документация на строительство эксплуатационных скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении 2017», 370 с.
  4. Типовые требования Компании «Организация работ по контролю скважины при бурении и зарезке боковых стволов на суше» 2021 (ПАО «НК «Роснефть»), 58 с.

### ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

*В.Ю. Панков, В.В. Живаева, О.А. Нечаева, А.И. Уколов, К.В. Парфёнов*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*e-mail: [nechaevaova@gmail.com](mailto:nechaevaova@gmail.com), [bnngsamgtu@mail.ru](mailto:bnngsamgtu@mail.ru)*

В данной работе рассматривается технология ликвидации высокоинтенсивных и катастрофических поглощений бурового раствора. На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ совместно с АО «НПО «ПОЛИЦЕЛЛ» проведены лабораторные исследования по разработке новой комплексной промывочной жидкости для борьбы с поглощениями.

**Ключевые слова:** буровые промывочные жидкости, буровой раствор, осложнения, поглощения, ликвидация.

Одним из наиболее часто встречающихся осложнений в процессе проводки скважины является поглощение бурового раствора. В связи с этим перед нами была поставлена задача, заключающаяся в разработке оптимальной рецептуры изолирующего состава для ликвидации поглощений промывочной жидкости [1]. Своевременное предупреждение или быстрое и эффективное устранение поглощений промывочной жидкости позволит минимизировать временные и финансовые затраты при строительстве скважин. Вопросы, связанные с выбором методов борьбы с потерей циркуляции бурового раствора, остаются в числе первостепенных [2].

Целью исследования является анализ рабочей рецептуры предоставленного раствора КЩР (комплексно-щелочной реагент), анализ взаимодействия раствора КЩР с силикатом натрия, оценка их эффективности и возможности применения в полевых условиях.

Технологическая операция по ликвидации высокоинтенсивных и катастрофических поглощений бурового раствора состоит из следующих этапов:

- Бурение ведется в штатном режиме на буровом растворе КЩР;

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- При возникновении поглощений продолжаем бурение на величину ведущей трубы, чтобы вскрыть все интервалы поглощения.
- Отрыв от забоя на величину (как минимум) ведущей трубы.
- Закрываем превентор.
- Подбиваем ЦА-320 к манифольду.
- В ЦА-320 набирается пресная вода в объеме 5м<sup>3</sup>.
- Производится закачка буферной пачки из пресной воды в скважину в объёме 0,3 – 0,5 м<sup>3</sup>;
- ЦА-320 переключается на прием из ёмкости с Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>;
- Производится закачка расчётного количества силиката натрия ЦА-320 в объеме 1 – 5 м<sup>3</sup> в зависимости от интенсивности поглощения;
- ЦА-320 переключается на прием из емкости с пресной водой;
- Производится закачка технической воды в объеме, обеспечивающим выход пачки силиката натрия из долота и доведения до интервала поглощения;
- Осуществляется контроль за давлением в скважине и выходом промывочной жидкости;
- При повышении давления процесс останавливается.
- Все компоненты, указанные выше, продавливаются в пласт, при условии сохранения давления закачки не выше 75% от расчетного давления в соответствии с планом бурения;
- Открывает превентор;
- При достижении указанного предела давления, ствол скважины очищается от продуктов реакции созданием циркуляции. Операция повторяется до получения результата;
- При удачном завершении операции скважина передается для дальнейшей работы;
- Постоянно производится контроль за давлением в скважине. При появлении признаков увеличения объемов поглощения, процесс закачки реагентов повторяется.
- Авторский контроль за осуществлением технологического процесса проводит разработчик технологии.

Процесс приготовления бурового раствора КЩР. Для получения необходимых параметров и структуры, используемая основа, а именно щелочной реагент (ЩР), смешивается с Биоксаном (высокомолекулярный базовый загущающий биополимер) в объеме 5 г/л и ПолиТЩР в объеме 50 г/л. Параметры представлены в *Таблице 1*.

Таблица 1. Измеренные параметры бурового раствора КЩР

Наименование параметров	Единицы измерения	Фактические значения
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1210
Условная вязкость	сек	66
Водородный показатель	рН	9

Для приготовления и регулировки параметров бурового раствора КЩР в зависимости от условий бурения предлагается использовать следующие реагенты:

- Биоксан - понизитель фильтрации стабилизатора буровых растворов;
- Полифоб - реагент гидрофобизирующего действия;
- ПолиТЩР - понизитель фильтрации пресных и минерализованных буровых растворов, обладающий коагулирующей способностью с минимальным воздействием на проницаемость;
- Полибакцид - реагент применяется для предотвращения деструкции и разложения бурового раствора;
- Полиреоцит - пенообразующий компонент;
- Полифоскор и Полипрон-4 - пенообразующие комплексные компоненты.

Вторым этапом стало деление готового раствора КЩР на три равные части по 150 мл и добавление в эти части силиката натрия в объеме 50 мл разной плотности: 1200 кг/м<sup>3</sup>, 1300 кг/м<sup>3</sup> и 1460 кг/м<sup>3</sup>.

В *Таблице 2* представлены зафиксированные параметры раствора при его взаимодействии с силикатом натрия плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>, 1300 кг/м<sup>3</sup>, 1460 кг/м<sup>3</sup> соответственно. Изменения реологических параметров полученного состава показаны на рисунке 1.

*Таблица 2. Параметры раствора КЩР при взаимодействии с силикатом натрия.*

Наименование параметров	Единица измерения	Фактические значения		
		Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ρ=1200 кг/м <sup>3</sup>	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ρ=1300 кг/м <sup>3</sup>	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> ρ=1460 кг/м <sup>3</sup>
Статическое напряжение сдвига (СНС) – 10 сек /10 мин	Па	439,4/118,3	135,2/197,7	- /346,5
Динамическое напряжение сдвига (ДНС)	Па	107,5	334,5	394,2
Водоотдача	см <sup>3</sup> /30 мин	7	4	4
Водородный показатель	рН	12	12	12
Пластическая вязкость	сП	41,3	497,7	746,6
Толщина фильтрационной корки	мм	2	10	22
Липкость	-	0,5	0,49	-

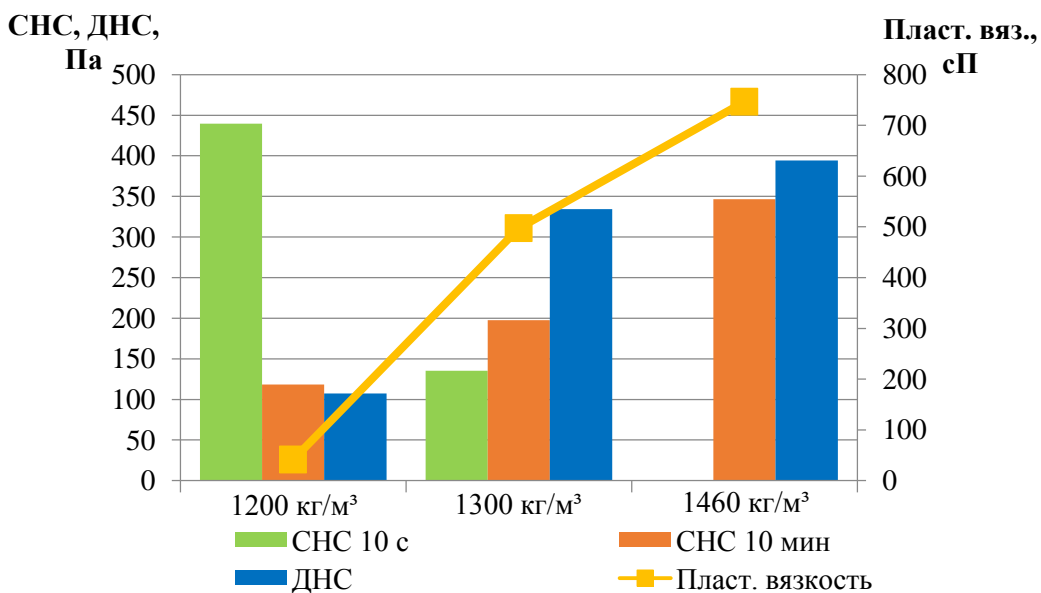


Рисунок 1. Реологические параметры раствора КЩР при взаимодействии с силикатом натрия различной плотности.

Получен вязкоупругий состав, коагулирующий поглощающий интервал, обладающий высокими адгезионными свойствами.

В ходе взаимодействия КЩР с  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  плотностью  $1200 \text{ кг/м}^3$  полученная масса оказалась наименее плотной, но время реакции оказалось самое быстрое. Образец с  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  плотностью  $1300 \text{ кг/м}^3$  показал время реакции несколько продолжительнее, чем у предыдущего образца. И именно с данного образца мы наблюдаем кратное увеличение значения пластической вязкости, что свидетельствует об эффективном массообразовании, наборе плотной и необходимой структуры для ликвидации зоны поглощений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Живаева В.В., Нечаева О.А., Новые подходы по борьбе с поглощениями бурового раствора // Экспозиция нефть газ. – 2016. - №7. – С. 22;
2. Харитонов А.Д., Специальные материалы, предназначенные для ликвидации поглощений бурового раствора // Проблемы разработки месторождений углеводород-ных и рудных полезных ископаемых. – 2014. - №1. – С. 183-186;

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ  
КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НА КЕРНЕ ПЛАСТОВ А<sub>4</sub>, Б<sub>2</sub> И В<sub>1</sub>  
ГРЕКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая

Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия  
[golovina\\_ua@mail.ru](mailto:golovina_ua@mail.ru), [firsova\\_yuliya@mail.ru](mailto:firsova_yuliya@mail.ru)

**Аннотация**

Проведен анализ исследований по керну пластов А<sub>4</sub>, Б<sub>2</sub> и В<sub>1</sub> Грековского месторождения с целью определения коэффициента вытеснения нефти водой. Рассмотрены коллекторские свойства пластов. По пласту А<sub>4</sub> исследовано 10 образцов керна из скв.107. На керне пласта Б<sub>2</sub> было выполнено 67 определений остаточной нефтенасыщенности, из которых 28 определений характеризовали породы законтурной части пласта, отобранные из скв.32. На керне пласта В<sub>1</sub> было выполнено 6 определений. Указаны средние значения коэффициентов вытеснения для каждого пласта.

**Ключевые слова:** разработка, месторождение, пласт, нефтеотдача, коэффициент вытеснения нефти водой, керн, остаточная нефтенасыщенность, коллекторские свойства.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Одним из основных показателей разработки является нефтеотдача - отношение извлеченной из пласта нефти к первоначальным её запасам. Нефтеотдача зависит от многих факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с самим механизмом извлечения нефти из пласта, и факторы, характеризующие полноту вовлечения пласта в целом в разработку, т.е. коэффициент вытеснения нефти из пласта и коэффициент охвата пласта разработкой.

Эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой проводились в лаборатории фильтрационных исследований ЦНИЛа объединения «Куйбышевнефть» и ООО «СамараНИПИнефть». В общей сложности исследования были проведены на 83 образцах керна.

По пласту А<sub>4</sub> исследовано 10 образцов керна из скв.107. На керне пласта Б<sub>2</sub> было выполнено 67 определений остаточной нефтенасыщенности, из которых 28 определений характеризовали породы законтурной части пласта, отобранные из скв.32. На керне пласта В<sub>1</sub> было выполнено 6 определений. Средние значения коэффициента вытеснения составили: по пласту А<sub>4</sub> -0,583 д.ед., по пласту Б<sub>2</sub> -0,668 д.ед., по пласту В<sub>1</sub> -0,481 д.ед.

По результатам определения коэффициента вытеснения на собственном керне пластов А<sub>4</sub>, Б<sub>2</sub> и В<sub>1</sub> был построен ряд корреляционных зависимостей:

• графики зависимостей остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности  $K_{он}=f(K_{нн})$ ;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- графики зависимостей коэффициента вытеснения от проницаемости  $K_{выт}=f(K_{пр})$ ;
- графики зависимостей коэффициента вытеснения от начальной  $K_{выт}=f(K_{ни})$  и остаточной  $K_{выт}=f(K_{он})$  нефтенасыщенностей.

Графики построенных зависимостей, приведены на рисунках 1-3.

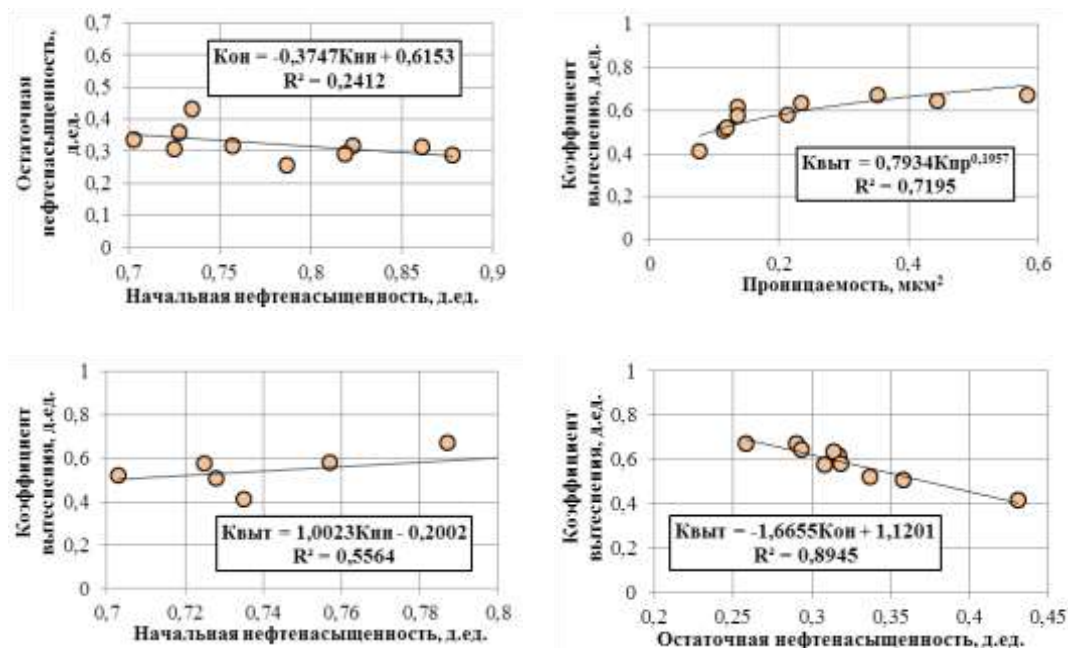
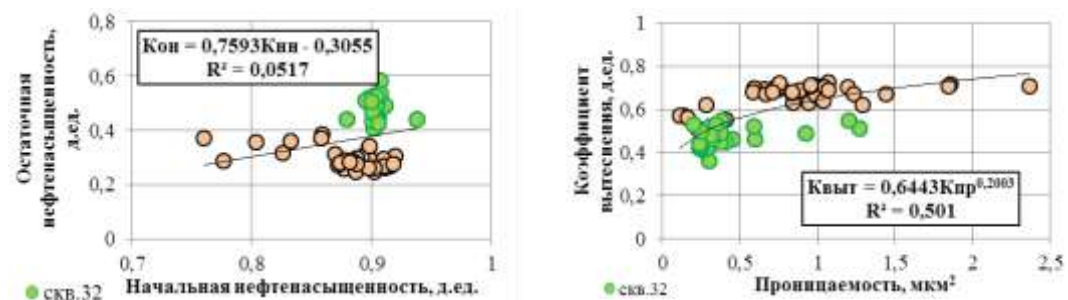


Рисунок 1– Графики зависимостей по результатам определения  $K_{выт}$  пласта А<sub>4</sub>



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

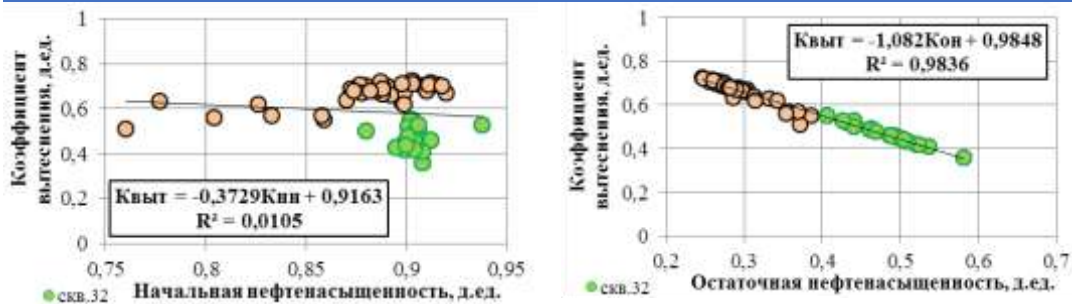


Рисунок 2– Графики зависимостей по результатам определения Кыт пласта Б<sub>2</sub>

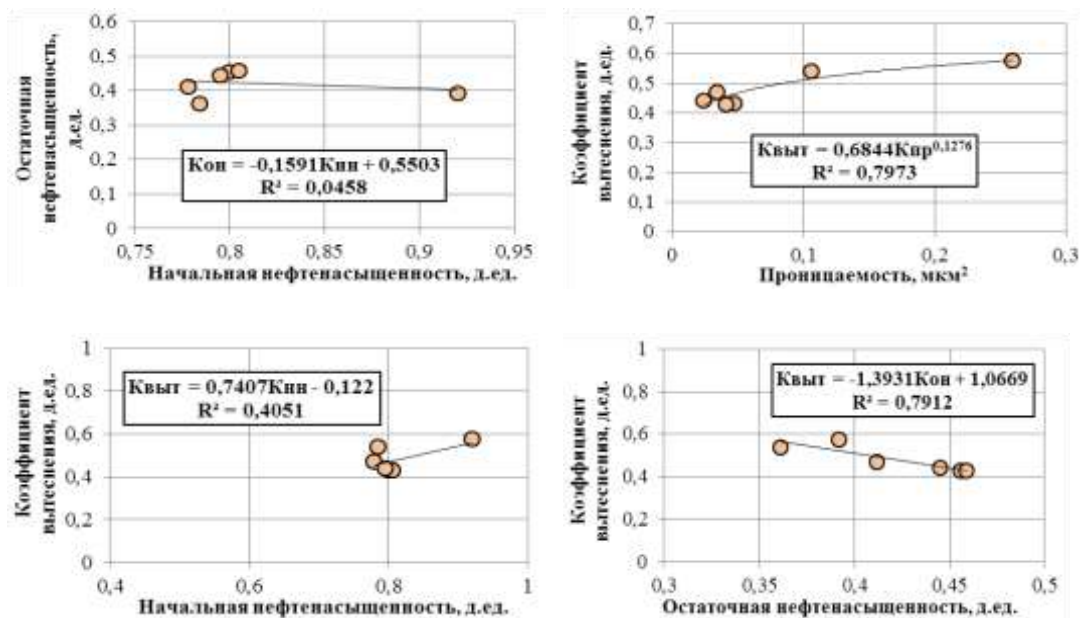


Рисунок 3 – Графики зависимостей по результатам определения Кыт пласта В-1

Расчет принятых в работе значений коэффициента вытеснения проводился с использованием корреляционных зависимостей остаточной нефтенасыщенности от принятых значений проницаемости продуктивных пластов  $Кон = f(Кпр)$ . Величина коэффициента вытеснения нефти водой по продуктивным пластам рассчитывалась в соответствии с полученными значениями остаточной нефтенасыщенности и принятыми значениями начальной нефтенасыщенности пластов по формуле:

$$\beta_{выт} = (\alpha_{н.н.} - \alpha_{о.н.}) / \alpha_{н.н.}$$

где  $\beta_{выт}$  – коэффициент вытеснения нефти водой;

$\alpha_{н.н.}$  – начальная нефтенасыщенность;

$\alpha_{о.н.}$  – остаточная нефтенасыщенность.

Расчитанные значения коэффициента вытеснения по залежам карбона представлены в таблице 1.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 – Принятые значения параметров продуктивных пластов Грековского месторождения

Пласт	Купол, поднятие	Район Скважины	Пористость, д.ед.	Нефтегазонасыщенность, д.ед.	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
Б-2	Грековское		0,17	0,93	0,527	0,305	0,672
В-1	Грековское		0,11	0,91	0,012	0,470	0,484
Б-2	В-Несмеяновское		0,18	0,88	0,881	0,286	0,675
В-1	В-Несмеяновское		0,11	0,88	0,007	0,486	0,448
А-4	Несмеяновское		0,16	0,82	0,032	0,428	0,477
Б-2	Несмеяновское		0,16	0,91	0,468	0,310	0,659
В-1	Несмеяновское		0,11	0,84	0,004	0,503	0,401
А-4	Ю-Несмеяновское, Западный+Восточный		0,19	0,83	0,152	0,344	0,585
Б-2	Ю-Несмеяновское, Восточный		0,17	0,88	0,574	0,302	0,657
Б-2	Ю-Несмеяновское, Восточный	38-84	0,20	0,93	0,928	0,284	0,695
-1	Ю-Несмеяновское, Восточный	38-84	0,12	0,85	0,016	0,461	0,458
Б-2	Ю-Несмеяновское, Западный		0,14	0,89	0,158	0,352	0,604
В-1	Ю-Несмеяновское, Западный		0,11	0,89	0,004	0,503	0,435

### Библиографический список

1. «Технологическая схема разработки Грековского нефтяного месторождения Самарской области», 2018.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ППД ТАРХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина, Е.И. Соболева

Самарский Государственный Технический Университет

Самара, Россия, [soboleva.ei@mail.ru](mailto:soboleva.ei@mail.ru)

### Аннотация

Рассмотрены мероприятия по эксплуатационной надежности системы поддержания пластового давления Тарханского месторождения. Рассмотрены системы высоконапорных водоводов месторождения, прогнозный баланс рабочего агента системы ППД, Выданы рекомендации, которые необходимо соблюдать при проектировании водоводов.

**Ключевые слова:** пластовое давление, нагнетательная скважина, водоводы, трубопроводы, ингибиторы коррозии, подтоварная вода, устьевое давление, приемистость.

В настоящее время Тарханское нефтяное месторождение работает с поддержанием пластового давления. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин составляет 27 шт.

В качестве рабочего агента используется подтоварная вода с УПСВ Тарханского месторождения. На рисунке 1 приведена схема высоконапорных водоводов.

Система высоконапорных водоводов месторождения состоит из:

– водоводы до ВРП.

– нагнетательные трубопроводы от ВРП до нагнетательных скважин;

На состояние построенных водоводов влияют сроки службы с момента их ввода в эксплуатацию. Длительная эксплуатация снижает, прочностные характеристики трубной стали, происходит постоянное уменьшение толщины стенок труб из-за коррозии, проявляется усталостное разрушение труб.

В таблице 1 дана раскладка водоводов по срокам эксплуатации. Из таблицы видно, что 72,9 % водоводов подтоварной воды отработали нормативный срок эксплуатации, установленный продолжительностью 6 лет.

Таблица 1 – Водоводы системы ППД

	Количество лет эксплуатации		
	0-6	7-15	более 15
<i>водоводы подтоварной воды</i>			
Протяженно сть, км	13,553	24,844	11,536
%	27,1	49,8	23,1

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

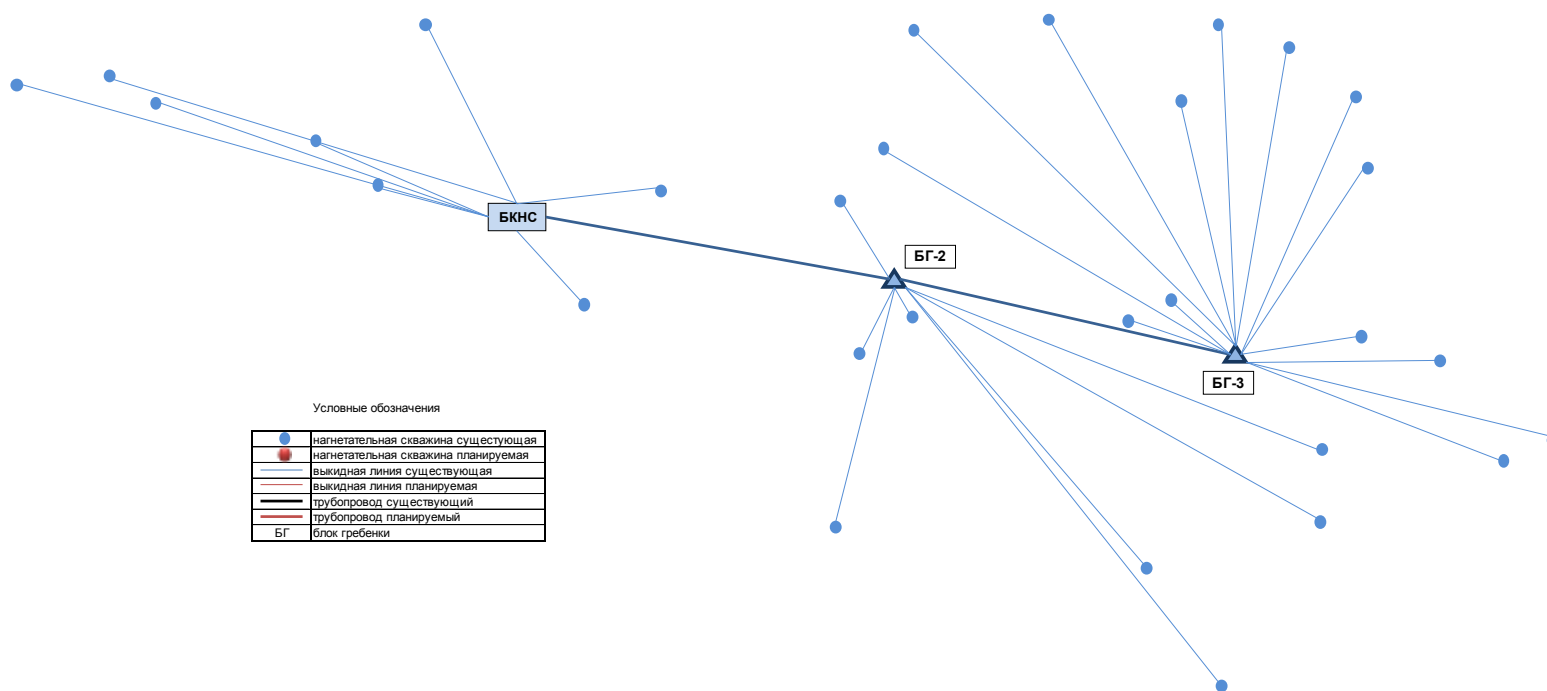


Рисунок 1- Схема высоконапорных водоводов



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Согласно проектным решениям максимальные годовые объемы закачки воды с целью ППД на текущий год составят 2255,4 тыс.м<sup>3</sup>/год. Под закачку планируется использовать существующие и новые нагнетательные скважины.

Известно, что в силу специфических условий фильтрации закачиваемой воды в призабойной зоне пласта оптимальный режим эксплуатации новой нагнетательной скважины может быть выбран только на основе опытных данных об интенсивности поглощения закачиваемой воды при различных давлениях нагнетания. Поэтому вопрос об устьевом давлении новых нагнетательных скважин должен решаться путем проведения экспериментальных работ (методом пробных закачек).

Конструкция нагнетательных скважин должна обеспечить надежную эксплуатацию в течение всего срока разработки месторождения при проектном давлении нагнетания. Закачка воды в нагнетательные скважины должна производиться по колонне насосно-компрессорных (НКТ). В целях защиты обсадных колонн нагнетательных скважин от давления закачки необходимо их низ оборудовать пакером. Баланс рабочего агента системы ППД представлен в таблице 2.

Недостаток подтоварной воды рекомендуется компенсировать водой с других месторождений.

Таблица 2 – Прогнозируемый баланс воды

Год	Тарханское месторождение		
	Ресурс рабочего агента (подтоварная вода), тыс.м <sup>3</sup> /год	Закачка рабочего агента (проектная), тыс.м <sup>3</sup> /год	Потребность в рабочем агенте, тыс.м <sup>3</sup> /год
2022	2255,4	1583,8	671,6
2023	1958,9	1607,7	351,2
2024	2006,1	1597,4	408,7
2025	2038,9	1533,1	505,8
2026	1948,7	1538,5	410,2
2027	1847,3	1547,8	299,5
2028	1894,5	1559,5	335,0
2029	1939,3	1507,8	431,5
2030	1723,2	1500,8	222,4
2031	1632,5	1464,1	168,4
2032	1617,3	1486,6	130,7
2033	1605,6	1453,5	152,1
2034	1382,5	1423,1	-40,6
2035	1255,9	1319,5	-63,6
2036	1218,1	1259,4	-41,3
2037	1232,2	1259,2	-27,0
2038	1241,1	1261,6	-20,5
2039	1256,7	1238,0	18,7

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Год	Тарханское месторождение		
	Ресурс рабочего агента (подтоварная вода), тыс.м <sup>3</sup> /год	Закачка рабочего агента (проектная), тыс.м <sup>3</sup> /год	Потребность в рабочем агенте, тыс.м <sup>3</sup> /год
2040	1257,9	1248,5	9,4
2041	1228,3	1210,8	17,5
2042	1247,2	1210,1	37,1
2043	1255,9	1206,5	49,4
2044	1284,0	1211,6	72,4
2045	1285,2	1208,6	76,6

При проектировании водоводов следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- При приемистости нагнетательной скважины 120 м<sup>3</sup>/сут. и более следует предусматривать самостоятельный высоконапорный водовод от ВРП к каждой скважине.

- При приемистости нагнетательной скважины до 120 м<sup>3</sup>/сут. к каждому нагнетательному водоводу, идущему от ВРП, следует подключать такое количество нагнетательных скважин, суммарная приемистость которых позволяет осуществлять замер закачиваемой воды при отключении одной скважины.

Потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5 % от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора.

За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности.

К числу основных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности системы ППД относятся мероприятия, направленные на уменьшение коррозии, которая возникает вследствие коррозионной активности перекачиваемой воды на оборудование и коммуникации.

Применение ингибиторов коррозии, подбор ингибиторов коррозии для промышленных вод может быть осуществлен по результатам специально организованных испытаний так называемыми «образцами-свидетелями».

Для защиты от внутренней и внешней коррозии рекомендуется использовать трубы с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием.

Для защиты от коррозии внешней поверхности стенок трубы в настоящее время в основном используются полиэтиленовые, полиуретановые и эпоксидные составы.

Весь нагнетательный фонд скважин должен быть оснащен расходомерами и регуляторами расхода воды. Для учета объемов закачки рекомендуется использовать расходомеры типа СВУ.

Конструкция нагнетательных скважин должна обеспечить надежную эксплуатацию в течение всего срока разработки месторождения при проектном давлении нагнетания. Закачка воды в нагнетательные скважины должна

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

производится по колонне насосно-компрессорных (НКТ). В целях защиты обсадных колонн нагнетательных скважин от давления закачки необходимо их низ оборудовать пакером.

Расчет устьевого давления, проведенный с учетом глубины нагнетательных скважин, плотности закачиваемой воды и гидравлических потерь в НКТ показывает, что для обеспечения планируемого забойного давления необходимо обеспечить устьевое давление на уровне 8,0-9,5 МПа

Чтобы обеспечить надежную и эффективную работы системы ППД в процессе эксплуатации, необходимо по каждой нагнетательной скважине замерять следующие параметры не менее одного раза в неделю:

- приемистость;
- давление нагнетания воды на устье;
- давление в межтрубном пространстве.

При изменении какого-либо из измеренных параметров более, чем на 20% от первоначального, скважина останавливается и проводятся исследования причин изменения режима ее работы, в том числе определяется состояние герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонной.

Для создания надежной безотказной работы системы водоводов необходима последовательная замена аварийных участков водоводов.

Для обеспечения контроля и регулирования объемов закачки весь нагнетательный фонд должен быть оснащен расходомерами воды

В целом, существующая система ППД на месторождении отвечает требованиям работы промысла и контроля за процессом разработки. Надежная и безаварийная эксплуатация действующей системы ППД в дальнейшем будет осложнена тем, что часть трубопроводов отработала свой нормативный срок геодезических отметок рельефа местности.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к проекту разработки Тарханского нефтяного месторождения, 2020.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ  
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПЛАСТА Б<sub>2</sub> ЦЕНТРАЛЬНОГО КУПОЛА  
СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Ю.А. Головина*

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия*  
[golovina\\_ua@mail.ru](mailto:golovina_ua@mail.ru)

**Аннотация**

Рассмотрена эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) по добывающему фонду пласта Б<sub>2</sub> центрального купола Северо-Каменского месторождения. Из проведенных мероприятий наибольшей эффективностью характеризуются ремонтно-изоляционные работы.

Для пласта Б<sub>2</sub> Центрального купола рекомендованы следующие методы интенсификации добычи: обработка углеводородными растворителями и селективная изоляция водопритока.

**Ключевые слова:** пласт, дебит нефти, ГТМ, нефтеотдача, методы интенсификации, пластовое давление, обводненность, ремонтно-изоляционные работы.

Месторождение открыто в 1966 году, промышленная разработка месторождения осуществляется с декабря 1980 года после расконсервации скважин № 13,14 на Центральном куполе [1]. Нефть пласта Б<sub>2</sub> Центрального купола Северо-Каменского месторождения залегает на средней глубине 1645 м, обладает средними фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемость пласта составляет – 2,64 мкм<sup>2</sup>, пористость 23%, нефтенасыщенность 94%, коэффициент песчаности 0,88 д.ед., коэффициент расчлененности 3,3 д.ед.

Нефть характеризуется повышенной вязкостью 62,67 мПа·с.

Начальное пластовое давление принято равным 17,8 МПа. Текущее пластовое давление (16,2МПа) снижено относительно начального (17,8 МПа) на 9 %. В настоящее время залежь вступила в позднюю стадию разработки.

Всего из пласта Б<sub>2</sub> Центрального купола по состоянию на анализируемую дату извлечено 7384,4 тыс. т нефти и 85575,5 тыс. т жидкости при обводненности продукции 97,1 %, степень выработки от НИЗ – 92,4%. Текущий КИН – 0,573 при утвержденном – 0,620 д.ед.

С начала заводнения в объект Б<sub>2</sub> Центрального купола закачано 30522,1 тыс. м<sup>3</sup> воды. Количество нагнетательных скважин -7 ед.

В 2020 году в эксплуатации на нефть перебывало 38 скважин со средним дебитом нефти 11,3 т/сут, дебитом жидкости – 403,1 т/сут.

Добыча нефти в 2020 году составила 150,4 тыс.т, добыча жидкости – 5360,4 тыс.т., при обводненности добываемой продукции 97,1 %, темп отбора от НИЗ – 1,9 %, темп отбора от ТИЗ – 24,8 %. Объем закачки составил 2500 тыс. м<sup>3</sup> пластовой воды

Закачка воды осуществляется преимущественно в водоносную часть залежи, что позволяет снизить негативное влияние заводнения в условиях высокой вязкости нефти, кроме того, объем закачки воды не превышает 45% от отбора жидкости, что

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

также позволяет сдерживать темпы обводнения. Кроме увеличения добычи жидкости за счет изменения направления фильтрационных потоков, нагнетание воды в пласт временно решает проблему утилизации воды

В целом состояние разработки удовлетворительное, обеспеченность залежи Центрального купола низкая, поэтому довыработку остаточных извлекаемых запасов возможно осуществить действующим фондом добывающих скважин. Для довыработки извлекаемых запасов целесообразно предусмотреть бурение боковых стволов из существующих скважин в зоны, не охваченные дренированием.

Проведен анализ технологической эффективности применяемых методов интенсификации добычи пласта Б2 Центрального купола Северо-Каменского месторождения за последние 5 лет [1]

За период 2016-2020 г.г. было проведено 36 геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи (Таблица 1., Рисунок 1).



Рисунок 1- ГТМ, направленные на повышение КИН

Таблица 1- Перечень геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта Б2 Центрально купола за период 2016-2020 гг.

скв	Вид ГТМ	Параметры до проведения ГТМ (остановочные параметры)			Параметры после проведения ГТМ (после ВНР)			Дата пуска после ГТМ	Фактический при-рост
		Qн, т/сут	Qж, м3/сут	обв объёмная, %	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	обв объёмная, %		Qн, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114	РИР	12.1	392.0	97	28.0	278.0	28	18.05.2016	15.9
14	РИР	17.8	270.0	93	46.0	76.0	33	22.05.2016	28.3
103	РИР	2.8	617.0	100	8.3	277.0	97	24.06.2016	5.5
74	РИР	7.9	289.0	97	34.1	188.0	80	02.10.2016	26.2

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

сква	Вид ГТМ	Параметры до проведения ГТМ (остановочные параметры)			Параметры после проведения ГТМ (после ВНР)			Дата пуска после ГТМ	Фактический при-рост
		Qн, т/сут	Qж, м3/сут	обв объёмная, %	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	обв объёмная, %		Qн, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
54	РИР	27.5	523.0	94	45.7	302.0	83	18.10.2017	18.2
111	РИР	18.1	540.0	96	76.4	337.0	85	06.11.2017	58.3
118	РИР	21.8	688.0	97	76.3	361.0	77	05.12.2017	54.4
47	РИР	30.3	499.0	93	45.0	331.0	85	25.12.2017	14.7
53	БД	0.0	0.0	0	17.0	34.0	45	11.01.2018	17.0
52	РИР	8.7	11.0	2	38.2	351.0	88	23.01.2018	29.5
58	РИР	0.6	2.0	62	17.7	336.0	94	04.02.2018	17.0
46	ИДН	3.2	65.0	95	39.6	273.0	84	14.02.2018	36.4
48	ИДН	4.1	84.0	95	19.8	242.0	91	17.02.2018	15.6
110	РИР	5.0	7.0	19	30.0	163.0	80	28.02.2018	25.0
51	ИДН	7.4	116.0	93	15.6	245.0	93	10.03.2018	8.2
14	ИДН	10.4	127.0	91	22.4	247.0	90	12.03.2018	12.0
50	РИР	6.1	8.0	14	93.3	118.0	13	14.03.2018	87.2
57	РИР	0.0	0.0	0	17.1	188.0	90	03.04.2018	17.1
42	РИР	15.2	18.0	1	47.0	288.0	82	25.04.2018	31.9
100	РИР	0.3	0.5	35	44.3	188.0	74	15.05.2018	44.1
112	РИР	17.4	165.0	88	42.6	313.0	85	04.06.2018	25.2
49	ППР	4.6	85.0	94	13.6	250.0	94	28.06.2018	9.0
68	БД	0.0	0.0	0	6.2	125.0	95	15.07.2018	6.2
19	РИР	1.7	2.0	3	40.2	410.0	89	21.07.2018	38.5
50	ИДН	13.7	173.0	91	26.6	367.0	92	12.08.2018	13.0
55	ППР	26.2	466.0	94	32.7	581.0	94	17.08.2018	6.5
56	ИДН	7.5	168.0	95	15.3	337.0	95	12.09.2018	7.8
46	ИДН	19.3	291.0	93	40	398	89	07.07.2019	20.4
81	ППР	7.9	142.0	94	28.3	347	91	30.06.2019	20.5
59	РИР	15.7	254.0	93	59.1	296.0	78	13.10.2019	43.4
66	БД	16,8	260	94	10.4	230	95	29.03.2019	10.4
88	БД	20,4	285	94	17.1	269	93	23.11.2019	17.1
101	ДП	25.79	605	95.3	49	898	94	24.01.2020	23.1
45	РИР	9.462	326	96.8	11	138	91	12.02.2020	1.8
49	ППР	13.7	239	94	7.37	116	93	14.10.2020	6,3
101	РИР	23.8	874	97	22	558	96	28.11.2020	1,8

Всего было выполнено:

1) 7 интенсификаций добычи нефти с целью смены глубинного насосного оборудования на более производительное. В результате данных ГТМ увеличился отбор нефти на 7,8-36,4 т/сут и жидкости на 107-208 м<sup>3</sup>/сут (Рисунок 2).



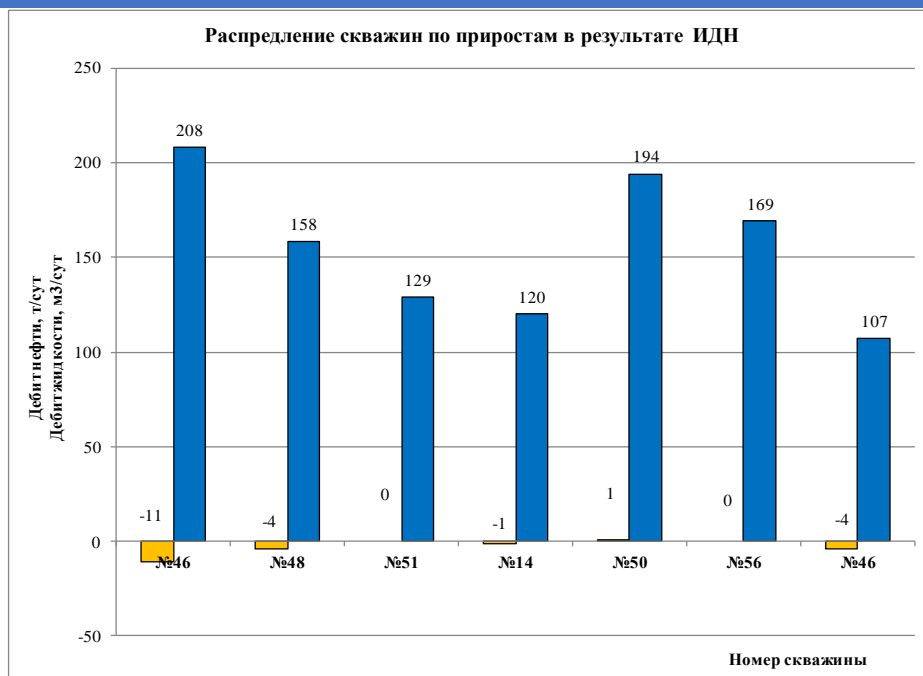


Рисунок 2- Распределение скважин по приростам в результате ИДН

2) 4 скважины были введены в работу из бездействующего фонда. В результате было получено от 6,2 до 17 т/сут по нефти и от 34 до 269 м<sup>3</sup>/сут жидкости (Рисунок 3).

3) 20 РИР с целью изоляции водопритоков, 7 которых оказались неэффективными, в результате обводненность не уменьшилась, а наоборот возросла от 31 до 90%. В остальных случаях удалось сократить обводненность скважин от 1 до 69% и дебит жидкости до 340 м<sup>3</sup>/сут (Рисунок 4).

4) 4 планово-предупредительных ремонта, результатом которых дебит нефти увеличился от 6,3 до 20,5 т/сут, обводненность в двух скважинах несущественно уменьшилась (Рисунок 5).

5) 1 дополнительная перфорация интервала 1660-1662 м в скважине №101, в результате дебит нефти увеличился на 23,1 т/сут и жидкости 293 м<sup>3</sup>/сут. Эффект оказался недолгим.

Исходя из вышеизложенного, наибольшей эффективностью характеризуются ремонтно-изоляционные работы.

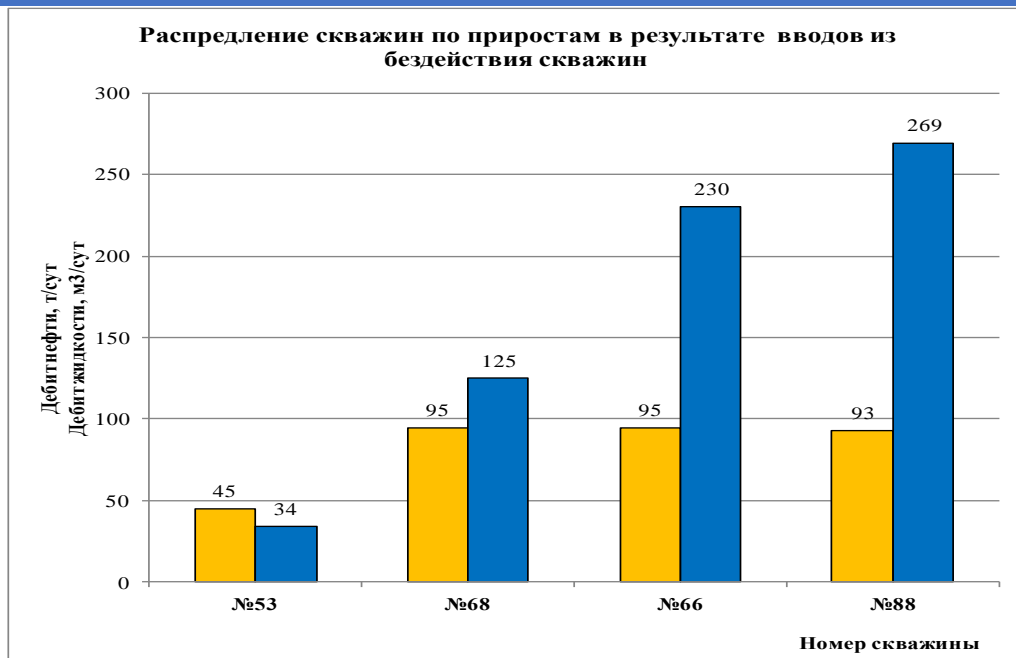


Рисунок 3- Распределение скважин по приростам в результате выводов из бездействия скважин

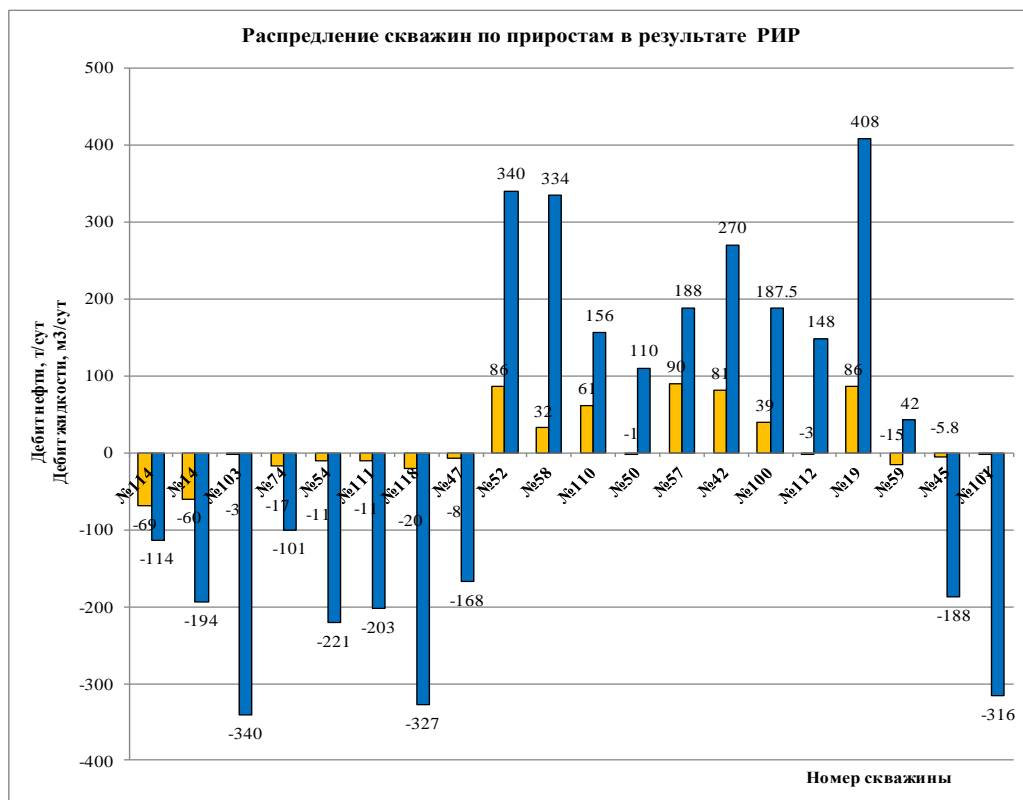


Рисунок 4- Распределение скважин по приростам в результате РИР

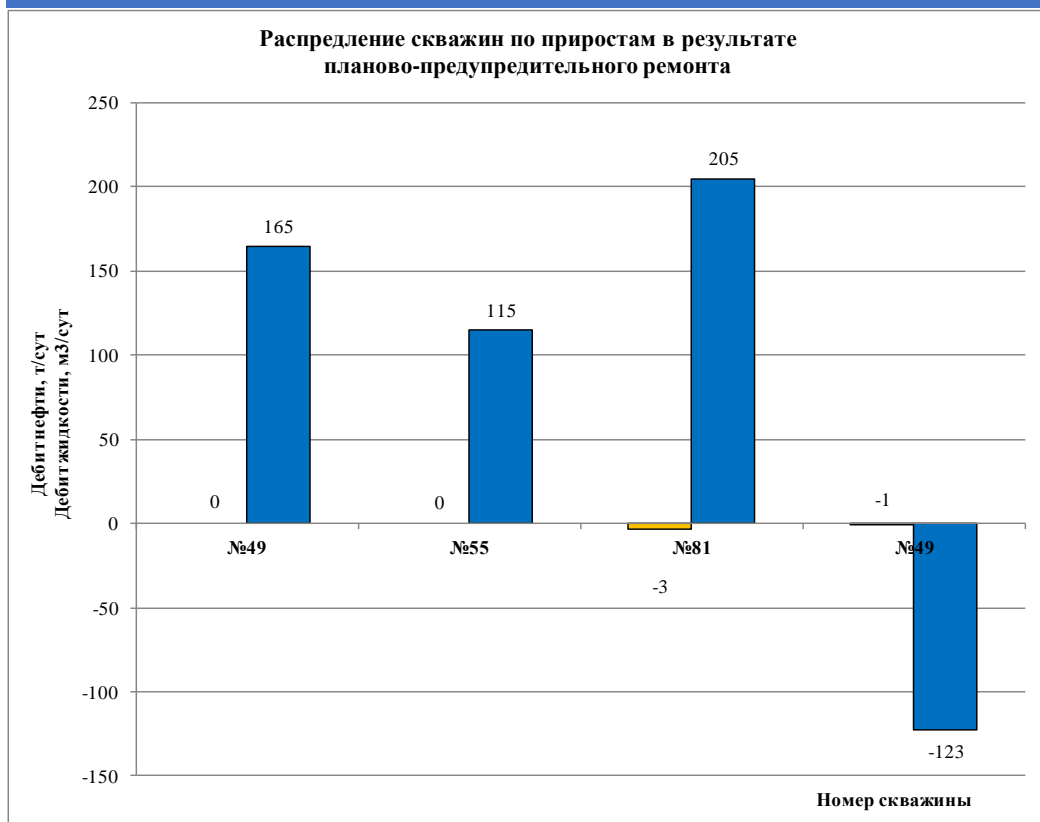


Рисунок 5- Распределение скважин по приростам в результате планово-предупредительного ремонта

Для пласта Б2 Центрального купола рекомендованы следующие методы интенсификации добычи:

- обработка углеводородными растворителями,
- селективная изоляция водопритока.

На сегодняшний день углеводородный растворитель – это не один и даже не десяток химических составов, а огромное количество разнообразных реагентов, каждый из которых обладает своими особенностями. Поэтому необходимо правильно подобрать растворитель для соответствующих условий. В качестве углеводородных растворителей для разрушения парафинов могут применяться:

- насыщенные углеводороды, такие как гексан;
- простейшие вторичные одноатомные спирты алифатического ряда, такие как изопропиловый спирт;
- растворители класса кетонов - метилэтилкетон, метилизобутилкетон и др.;
- галогенопроизводные соединения – дихлорметан.

С целью увеличения притока нефти за счет создания повышенной углеводородной насыщенности в ПЗ пласта Б-2 Северо-Каменского месторождения насыщенного нефтью повышенной вязкости, предлагается применение технологии обработки призабойной зоны углеводородными растворителями.

Как показали лабораторные эксперименты, большинство углеводородных растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также растворяют асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и не выделяют их после охлаждения.

Для обеспечения бесперебойной работы скважин рекомендуются работы по предотвращению парафиноотложений и улучшению реологических свойств нефти с использованием нефтяных растворителей (РПА, MR, PR, ZR).

Работы по изоляции водопритока начинают с определения источника обводнения продукции скважины. При выделении источников обводнения наилучшие результаты дают геофизические исследования в действующих скважинах. Наиболее информативны исследования высокочувствительным термометром и резистивиметром. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции скважины. Во всех случаях желательно включать высокочувствительную термометрию и механическую расходомерию.

Ограничение притока воды в расчлененном терригенном и карбонатном коллекторах (при расчлененности  $\geq 3$ ) рекомендуется осуществлять при помощи кремнийорганических полимеров (например, таких как АКОР).

Результатом работ является не только снижение обводненности добываемой продукции, но и увеличение добычи нефти за счет подключения в работу не работавших ранее или слабо работавших пропластков или участков пласта. Расход реагента составляет в среднем 0,5-1 м<sup>3</sup>/м вскрытого интервала пласта. Успешность работ составляет 80%. Продолжительность эффекта - не менее 12 месяцев.

Опыт проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах с использованием кремнийорганических полимеров имеется в различных регионах страны - в Урало-Поволжском регионе Западной Сибири. Общий объем операций, проанализированный за 15 лет, составил около 2000 скважин при средней успешности работ 75-85% в зависимости от характера водопритока. Например, в результате изоляционных работ, проведенных на скважинах Поволжского региона, снижение обводненности составило от 20 до 100 % в зависимости от характера обводнения, причем практически все скважины, в которых проведены водоизоляционные работы, были высокообводненными (95-100 %) и ставился вопрос об их переводе в бездействующий фонд или ликвидации. По всем «успешным» скважинам получена дополнительная добыча нефти.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области», ООО «СамараНИПИнефть», 2020.

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА

*А.Е. Вишневский<sup>1</sup>, А.М. Зиновьев<sup>2</sup>*

*магистрант группы 21ИНГТ-251М<sup>1</sup>, доцент, к.т.н.<sup>2</sup>*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

**Аннотация:** В данной работе проведен анализ технологической эффективности резки бокового ствола на рассматриваемом месторождении. Развитие, исследования и применение новых видов интенсификации нефти является актуальной задачей на сегодняшний день.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта (ГРП), физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), бурение второго ствола (БВС).

В настоящее время часть месторождений находится на поздней стадии разработки, осложненной высокой степенью выработки запасов нефти и обводненностью продуктивных пластов, поэтому особое значение имеет внедрение новых разработок и технологий. [1]

Применение методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) позволяет более эффективно разрабатывать месторождения, находящиеся в длительной эксплуатации и достигать более высокого коэффициента нефтеизвлечения.

Большинство высокопродуктивных нефтяных месторождений находятся на четвертой стадии разработки, резко снижается добыча нефти и возрастает обводненность продукции, с каждым годом возрастает интерес к совершенствованию методов увеличения нефтеотдачи пластов. [2]

К основным видам добычи ранее недренируемых запасов нефти относят использование технологии гидроразрыва пласта, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, бурение горизонтальных скважин, резки боковых стволов и боковых горизонтальных стволов.

Рассмотрим динамику технологических показателей при применении ГРП, ФХМУН и БВС (рисунок 1).

Гидравлический разрыв пласта.

Всего по состоянию на дату анализа выполнено 502 ГРП, после которых скважины запущены в добычу. За счет ГРП дополнительно добыто 855,8 тыс. т нефти или 5,3 тыс. т на одну скважино-обработку,

Физико-химические МУН.

Всего по состоянию на дату анализа выполнено 118 обработок, дополнительная добыча нефти составила 124,8 тыс. т, средняя удельная эффективность – 1058 т/скв.

Бурение второго ствола.

Самая эффективная технология по средней дополнительной добычи нефти на одну скважину является БВС – 16,22 тыс.т/скв.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

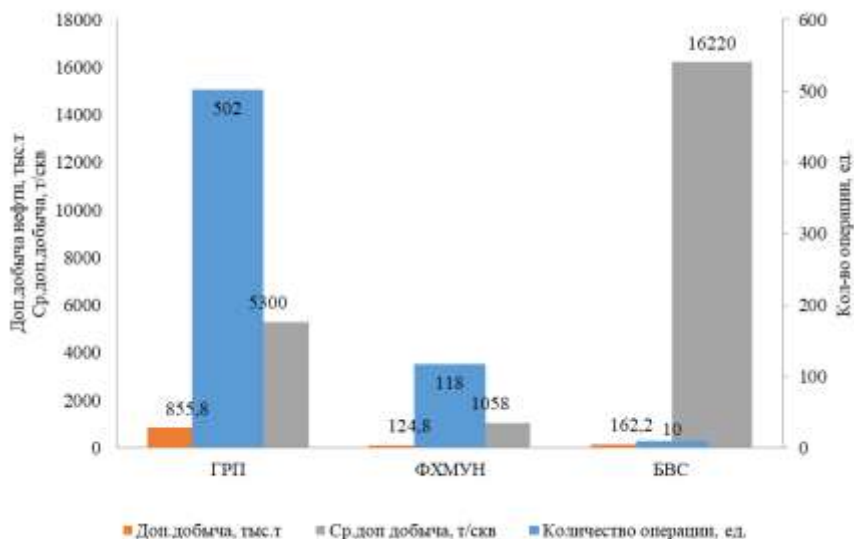


Рисунок 1 – Технологические показатели ГРП, ФХМУН, БВС

По рисунку 1 видно, что бурение бокового ствола является одним из эффективных методов увеличения добычи нефти, особенно это выражается в дополнительной добыче нефти на одну скважину.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Басов А.О., Павельева О.Н., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Научный мультидисциплинарный журнал «Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)»
2. Павельева О.Н. Анализ технологии бурения боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтегазовых месторождений / О.Н. Павельева, А.О. Басов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017 сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 273 – 275.



**ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
СКРИПАЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ  
ОБЛАСТИ**

*А.М. Зиновьев, Г.Т. Иваева*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»*

*г. Самара, Россия*

***Ключевые слова***

Структура, месторождение, пласт, залежь, эксплуатационный объект, скважина, ГИС, керн, испытание, опробование, нефть, газ.

***Аннотация***

В данной статье рассмотрены результаты опытной (пробной) эксплуатации поисково-оценочной скважины № 1 Скрипалинского нефтяного месторождения Самарской области» – обоснование ведения опытной эксплуатации поисково-оценочной скважины № 1 Скрипалинского нефтяного месторождения Слободского лицензионного участка Самарской области на пласт Д<sub>3-2</sub> ардатовского горизонта. Проект составлен на основании «Временного положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ».

В работе проведен анализ имеющихся геологических данных с целью определения степени изученности месторождения и постановки задач на период опытной (пробной) эксплуатации.

Анализ полученных данных о геологическом строении Скрипалинского нефтяного месторождения, характеристиках пласта-коллектора, комплексе выполненных геофизических исследований и результатах испытания, указывает на необходимость проведения пробной эксплуатации скважины в течение одного календарного года.

В результате опытной (пробной) эксплуатации поисково-оценочной скважины № 1 Скрипалинского нефтяного месторождения» выполнен проектный документ с целью получения достаточного геолого-промыслового материала для подготовки проектной документации на разработку месторождения.

По данным анализа геолого-геофизической информации, полученной в процессе строительства поисково-оценочной скважины № 1 Скрипалинского месторождения, сформировали первичное представление о геометрическом строении резервуара залежи пласта ДЗ-2 ардатовского горизонта живетского яруса, фильтрационно-емкостных характеристиках слагающей ее породы-коллектора и физико-химических свойствах вмещаемого флюида и указали на необходимость

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

проведения опытной (пробной) эксплуатации скважины на описанный объект в течении одного календарного года.

Цель опытной эксплуатации – получение информации о работе скважины на определенных проектом режимах, сбор, обработка и анализ материалов для последующего уточнения запасов залежи и подбора оптимальной схемы ее разработки.

На период опытной эксплуатации скважины проектом установлены периодичность, сроки и объем промыслово-геофизических работ, гидродинамических исследований, исследований физико-химических характеристик и компонентного состава флюида.

Основными задачами настоящей работы являются:

- уточнение геолого-физических характеристик продуктивного пласта;
- определение режимов работы скважины и программы промысловых исследовательских работ;
- выработка перечня лабораторных и камеральных работ по определению компонентного состава пластового флюида и фильтрационных характеристик пласта;
- разработка схемы сбора и транспорта пластового флюида;
- выработка технологии добычи и подбор промыслового оборудования;
- обоснование срока пробной эксплуатации скважины и определение основных ее этапов;
- разработка мероприятий по безопасному ведению работ, связанных с использованием участками недр;
- определение условий необходимости и целесообразности консервации или ликвидации скважины по окончании ее пробной эксплуатации, а также работ по рекультивации земельных участков.

Итогом реализации проектируемых мероприятий станет комплекс собранной геологической, промысловой и статистической информации, достаточной для уточнения запасов углеводородного сырья залежи пласта ДЗ-2 ардаатовского горизонта живетского яруса и выбора мероприятий по дальнейшему изучению Скрипалинского месторождения в период его пробной эксплуатации.

Проект опытной (пробной) эксплуатации поисково-оценочной скважины № 1 Скрипалинского нефтяного месторождения Самарской области» выполнен с целью сбора геолого-промысловых данных, которые позволят уточнить запасы и подобрать оптимальную технологию и мероприятия для дальнейшей эксплуатации залежи пласта ДЗ-2 ардаатовского горизонта живетского яруса среднего отдела девонской системы. Полученная информация будет использована для составления технологического документа разработки Скрипалинского месторождения.

Входу реализации будет определен комплекс мероприятий, рекомендованных к реализации в процессе опытной (пробной) эксплуатации скважины. Основными задачами пробной эксплуатации является уточнение информации о коллекторских характеристиках, добычных возможностях и свойствах насыщающих флюидов резервуара пласта ДЗ-2 ардатовского горизонта.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1;
2. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»;
3. РД 39-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений»;
4. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
5. ГОСТ 13846-89 «Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции»;
6. «Правила разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденные приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356;
7. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, утвержденные приказом МПР России от 07.02.2001 № 126;
8. ГОСТ 31861-2012 «Вода. Общие требования к отбору проб»;
9. Методологические рекомендации по недропользованию от 01.02.2016 №3-р.

### СТИМУЛЯЦИЯ МОЩНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ В ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

*Н.Б. Сопронюк, Р.В. Портнов*

*СамГТУ, [Roman.Portnoff@gmail.com](mailto:Roman.Portnoff@gmail.com)*

*г. Самара, Россия*

#### *Аннотация*

Считается, что стимуляция карбонатных пластов задача не сложная. Однако, когда коллектора мощные, 150 метров и более, процесс стимуляции значительно усложняется, поскольку необходимо учитывать такие факторы, как неоднородность коллекторов, зоны имеющие повреждения в процессе первичного вскрытия, геологические разломы, минералогический состав, а также зоны с разными пластовыми давлениями.

Доставка кислоты к забою скважины и составы отклонителей должны быть тщательно спроектированы и оптимизированы для эффективного стимулирования скважин путем снижения скин-фактора до минимально возможного значения в каждой зоне. В то же время выбранная технология кислотной обработки должна учитывать полный цикл логистики.

Однако, в некоторых случаях, когда естественные разломы являются доминирующими, эффект от отклонителей может быть довольно эффективным, но не являться оптимальным. В условиях бортовой зоны Прикаспийской впадины используется усовершенствованная система отклонителей, содержащая разлагаемые при температуре волокна. Показано, что такие системы успешно отклоняются и эффективно стимулируют даже тогда, когда естественные разломы являются преобладающими.

### **Ключевые слова**

Прикаспийская впадина, скважина, пласт, углеводороды, кислотная обработка, ГНКТ, кислотные составы, отклонители.

### **Введение**

Скважины, где добыча углеводородов осуществляется из карбонатных коллекторов, часто стимулируют с небольшим количеством соляной кислоты, и в большинстве случаев достигается положительный результат по увеличению добычи. Поскольку химические реакции просты, результаты почти гарантированы даже при использовании кислотных составов с минимальным количеством добавок. Главный вопрос, на который нужно ответить, заключается в том, была ли скважина правильно стимулирована.

Поскольку почти все мощные карбонатные коллектора имеют участки с природными естественными трещинами, добыча углеводородов происходит по механизму двойной пористости (*рис. 1*) это участки с естественными трещинами и участки матрицы пласта, где нет естественных трещин. Эти естественные трещины создают целую сеть, и при пересечении ствола скважины с естественной сетью трещин, нередко можно увидеть скин-фактор до -4 или -5.

В данной работе было проанализировано несколько видов кислотных обработок, выполненных в мощных карбонатных коллекторах в Прикаспийской нефтегазоносной провинции, по актуальным данным. Данные включают выбранные растворы соляной кислоты, добавки, включенные в состав жидкости, использование отклоняющих агентов. Эти различные методы обработки были проанализированы и для каждого проведена оценка полученного результата, были установлены некоторые общие тенденции с точки зрения уменьшения скин-фактора, коэффициента продуктивности скважин.

Как уже говорилось выше, все коллектора имеют участки с естественными трещинами; следовательно, отклоняющие добавки играют важную роль, в частности, можно выделить две ключевые роли: обеспечение эффективной обработки участков с низкой проницаемостью, а также участки с естественными трещинами, которые вскрыла скважина, были эффективно обработаны кислотой, и это положительно повлияло на результат добычи. Можно сделать вывод, что характеристики кислотного раствора, способствующие равномерному распределению кислоты по продуктивному интервалу (низкая проницаемость, высокая проницаемость и естественные трещины), являются ключевыми факторами в обеспечении того, чтобы

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважина была как можно ближе к своим идеальным забойным условиям (т.е. с минимально возможным значением скин-фактора в каждой зоне).

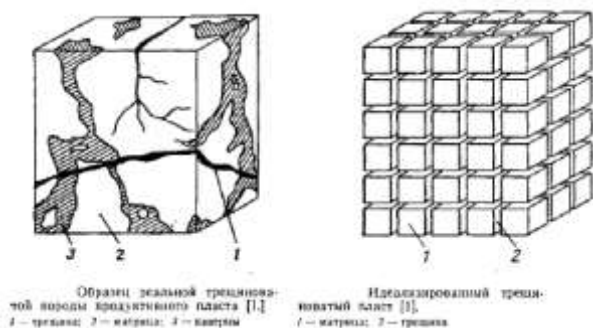


Рис. 1 Модель двойной пористости (Уоррен и Рут, 1963)

### Прикаспийская нефтегазоносная провинция

Прикаспийская нефтегазоносная провинция является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов мира. Большой своей частью (примерно две трети) она расположена на территории Республики Казахстан, остальная часть находится в пределах прилегающих областей Российской Федерации (рис. 2).

Протяжённость провинции по широте превышает 800 км, по меридиану - 700 км. По экспертным оценкам суммарные запасы УВ-сырья Прикаспийского бассейна составляют не менее 50 млрд. тонн условного топлива (Абилхасимов Х.Б., 2008).

Первое месторождение нефти в Прикаспийской впадине (Карашунгул) было открыто в 1899 году на территории нынешней Атырауской области РК. В последствии в этом регионе после получения мощного фонтана нефти на месторождении Доссор (1911г.) начинается промышленная добыча углеводородного сырья.

Основные перспективы Прикаспийской впадины связаны с подсолевым комплексом. Об этом свидетельствует открытие крупных, гигантских нефтяных и газовых месторождений. За последние три-четыре десятилетия здесь был выявлен и разведан ряд значительных по запасам месторождений нефти, газа и газоконденсата, среди которых нефтяные гиганты Тенгиз, Кашаган, нефтегазоконденсатный гигант Карашыганак, газоконденсатное Астраханское месторождение и крупные нефтяные и газоконденсатные месторождения: Жанажол (нефть, конденсат, газ), Кенкияк (нефть), Имашевское (конденсат, газ), Урихтау (конденсат, газ), Алибекмола (нефть). Все залежи приурочены к подсолевым резервуарам широкого стратиграфического диапазона: от среднего девона до артинского яруса нижней перми.

В геологическом отношении Прикаспийская впадина уникальна тем, что древний докембрийский кристаллический фундамент в её центре погружен на глубину 22-24 км (геофизические данные). От центра к бортам (восточному, северному, западному и южному) поверхность фундамента ступенчато поднимается до глубин 6-7 км.

Осадочный чехол Прикаспийской впадины залегает на глубинах примерно от 2 до 24 км и подразделяется на три литолого-стратиграфических мегакомплекса:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

подсолевой, надсолевой (мезо-кайнозой и верхняя перми) и, разделяющий их, соленосный, (нижняя пермь, кунгурский ярус). Морские отложения занимают свыше 90% разреза, среди которых карбонатные породы составляют 20 — 25%.

На многих площадях бурением вскрыты и изучены породы мезо-кайнозоя, соленосного комплекса и подсолевые отложения: ассельский, сакмарский и артинский ярусы нижней перми и каменноугольные отложения. Девонские породы вскрыты скважинами в пределах отдельных месторождений (Карашыганак, Тенгиз и др.)

Прикаспийская нефтегазоносная провинция палеозойско-мезозойского, частично кайнозойского нефтегазонакопления имеет чрезвычайно широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности.

В изученном осадочном чехле выделены девонский, каменноугольный, нижнепермский, триасовый, средне-верхнеюрский, нижнемеловой и неогеновый (плиоценовый) региональные продуктивные комплексы.

Наибольшими запасами углеводородов в них обладают каменноугольный и нижнепермский подсолевые комплексы.

Характерной особенностью подсолевого разреза является наличие в нём обширного карбонатного массива. Поэтому, нефтегазовмещающими коллекторами в подсолевом разрезе, чаще всего, служат карбонатные образования и, в первую очередь, органогенные известняки.

Есть отдельные месторождения, где коллекторами для нефти и газа служат терригенные породы (подсолевая нижняя часть перми Кенкияка, девонские отложения Карашыганак).

В подсолевых отложениях месторождения нефти и газа контролируются высокоамплитудными (сотни метров) куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями, а также тектоно-седиментационными и рифогенными выступами.

В подсолевых отложениях основными типами нефтегазовых месторождений являются месторождения рифогенных выступов и крупных куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, как правило, ненарушенных. Ведущими типами залежей в подсолевых отложениях, чаще всего, являются массивные, значительно реже встречаются пластово-массивные и пластовые сводовые залежи.

Интервалы глубин залегания подсолевых продуктивных комплексов колеблются от 2700-3600м (Жанажол) и 3900-4200м (Астраханское газоконденсатное месторождение) до 3800-5500м и более Тенгиз, Карашыганак.

Газоконденсатные подсолевые месторождения имеют высокое содержание (выход) конденсата от 580 г/м<sup>3</sup> (Астраханское ГКМ) и 614 г/м<sup>3</sup> (Жанажол) до 644 г/м<sup>3</sup> и более (Карашыганак).

Характерной особенностью подсолевых газоконденсатных и нефтяных залежей является высокое содержание в них свободного и растворенного (попутного) сероводорода (от 1 до 24 %), что усложняет их разработку.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция по надсолевому и соленосному структурно-литологическим этажам представляет собой классическую территорию солянокупольной тектоники, где насчитывается свыше 1300 солянокупольных поднятий (соляных куполов). Все из них могут рассматриваться потенциальными ловушками для нефти и газа. Надсолевой литологический комплекс сложен в основном терригенными песчано-глинистыми отложениями с подчиненным присутствием карбонатных пород в верхней юре и верхнем мелу.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К настоящему времени в надсолевых отложениях открыто несколько десятков, в основном, нефтяных месторождений, в меньшем количестве - газонефтяных и газовых.

Глубины залегания нефтегазоносных горизонтов колеблются от 200 м до 800-1000 м, редко до 2000-3000 м. Основными перспективами нефтегазоносности в Прикаспийской провинции, безусловно, обладают подсолевые отложения (нижнепермские, каменноугольные, девонские, возможно и древнее). Перспективы нефтегазоносности надсолевого осадочного комплекса также остаются довольно высокими.

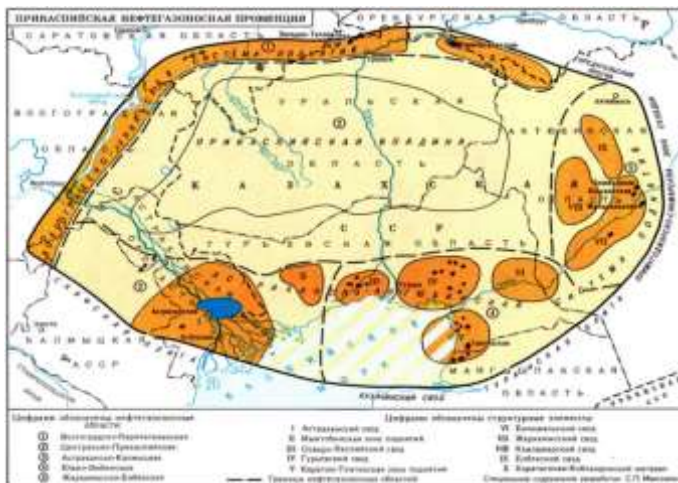


Рис. 2 Прикаспийской нефтегазоносной провинции

### Кислотные растворы

Карбонатные коллектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции обычно имеют высокое содержание кальцита, и поэтому используемые кислотные растворы основаны на соляной кислоте с концентрацией от 15% до 28%. На основе имеющихся данных для растворения кальцита следует выбирать концентрированные соляные кислотные растворы, обеспечивающие максимальное проникновение при минимальных объемах пор. Тем не менее, использование 15% соляной кислоты все еще широко распространено.

Среди добавок, которые входят в кислотные растворы, ингибиторы коррозии, поглотители H<sub>2</sub>S, поверхностно-активные вещества и, в некоторых случаях, общие растворители. Поскольку составы имеют высокое содержание хрома (из-за высокосернистых добываемых углеводородов), в некоторых случаях выбор ингибиторов коррозии может потребовать большой лабораторной работы. Кроме того, некоторые ингибиторы для добычи тяжелых нефтей часто приводят к образованию эмульсий и шлама, и необходимы дополнительные лабораторные исследования для оптимизации концентрации неэмульгирующих и противощламовых добавок. На вновь пробуренных скважинах кислотные растворы проверяют на совместимость с использованным буровым раствором, и раствором, который использовался в качестве промывки для удаления остатков бурения.

### **Объем кислоты**

Обычно для проведения работ по кислотной обработке объем кислоты определяют в следующем диапазоне: от 1,0 до 1,8 м<sup>3</sup> на метр перфорированного интервала.

Эти объемы связаны со свойствами матрицы. Были применены некоторые способы обработки с более высокими объемами кислоты на метр перфорированного интервала. Были закачены объемы до 3,0 м<sup>3</sup> на метр перфорированного интервала, но, как и ожидалось, никаких дополнительных приростов добычи углеводородов при таких высоких объемах получено не было.

Именно для кислотных промывок (кислотная ванна) забойной части скважины используют меньший объем кислоты. Эти промывки обычно проводятся путем закачки кислоты через колтюбинговую установку (coiltu bing) на вновь пробуренных скважинах. Объемы кислоты используют в диапазоне от 0,3 до 0,8 м<sup>3</sup> на метр перфорированного интервала. Такие обработки предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках.

### **Методы селективной обработки (отклонители)**

Отклонители играют важную роль для обеспечения того, чтобы весь интервал обрабатывался как можно более равномерно, чтобы достигнуть минимально возможного значения скин-фактора. Как правило, любой перфорированный интервал длиной более 8 метров для обеспечения равномерного кислотного покрытия по всему интервалу эффективнее обрабатывать с применением отклонителей. Технологии с применением отклонителей, которые были использованы и рассмотрены это: с применением механического пакера, уплотнительные шарики, пенные растворы, раствор с вязко-упругими поверхностно-активными веществами, вязко-упругие составы и улучшенный раствор соляной кислоты с содержанием волокна.

**Селективная обработка с механическим пакером.** Такая селективная обработка проводится с помощью механических пакеров, которые спускаются на технологических трубах или НКТ, используется для физического отсечения конкретного интервала или нескольких перфораций. В большинстве случаев для применения этих пакеров требуется буровая установка, а, кроме того, из-за большой длины перфорированных интервалов и их глубины, общее время, необходимое для обработки скважины, составляет порядка нескольких дней. После обработки каждого интервала скважину нужно глушить. Вновь обработанный интервал перфорации подвергается воздействию жидкостями глушения, которые будут длительное время находиться в пласте, контактирующие с пластовым флюидом и отработанный кислотой, что приводит к возможным образованиям эмульсии или шлама. Кроме того, зачастую существует вероятность того, что под нижним пакером (или элементом) может образоваться негерметичность, следовательно, часть закачиваемой жидкости или весь объем будет уходить вниз. Также, важным моментом, который необходимо учитывать при такой обработке, является качество цементирования. Если оно будет плохим, то нет гарантии, что жидкость для обработки достигнет целевого интервала.

**Уплотнительные шарики.** Это небольшие шарики, которые закачиваются с устья скважины совместно с кислотой и доставляются на забой для запечатывания (герметизации) перфорационных отверстий. Шарики производятся из различных материалов, что делает их плавучими или не плавучими. Плавучие шарики обычно обеспечивают лучшую эффективность. Эта эффективность главным образом зависит от способности достигать достаточного режима (скорости) закачки во время кислотной обработки, что обеспечивает достижения перепада давления по всей мощности перфорации для удержания шариков на месте. Их эффективность также зависит от состояния перфорационных отверстий (гладкость и форма). Необходимо дополнительное оборудование по запуску шариков с устья во время обработки скважины.

**Пенные растворы.** Пенокислотные способы обработки применяют при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В призабойную зону скважины вводится аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены. При таких способах обработки используют кислотный агрегат, компрессор и аэратор. Пенокислотная обработка имеет следующие преимущества: кислотная пена медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной (неотреагированной) кислоты в пласт. Кислотная пена обладает меньшей плотностью и повышенной вязкостью, что позволяет увеличить охват воздействием всей продуктивной толщины пласта. Содержание в пене ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе с нефтью, а сжатый воздух, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки; всё это в совокупности способствует улучшению условий притока нефти в скважину и значительно облегчает её освоение.

### **Растворы с вязко-упругими поверхностно-активными веществами.**

Вязко-упругие поверхностно-активные вещества могут быть добавлены в растворы хлорида аммония для приготовления отклонителей. Известно, что эти жидкости не повреждают коллектора, поскольку они не содержат ни твердых веществ, ни полимеров. Также эти жидкости легко разрушаются путем обратной промывки соответствующим растворителем или углеводородами во время процесса вызова притока. Растворы с вязко-упругими поверхностно-активными веществами также могут быть использованы в скважинах с высоким обводнением для отклонения кислоты от водоносной части пласта к зонам с углеводородами, тем самым предотвращая стимуляцию водной части.

### **Вязко-упругие составы.**

Подобного рода составы представляют собой системы на основе соляной кислоты, которые могут быть получены по аналогии с растворами вязко-упругих поверхностно-активных веществ. Основной особенностью этих составов является то, что по мере закачки кислоты в пласт значительно увеличивается ее вязкость, что позволяет обеспечить отвод от участков с высокой проницаемостью к участкам с более низкой проницаемостью. Эти жидкости не повреждают коллектора, поскольку они не содержат ни твердых веществ, ни полимеров. Кроме того, эти составы на основе соляной кислоты легко разрушаются при промывке или обработке растворителем или при контакте с углеводородами. Такие системы получили широкое применение и показали отличные результаты за время применения.

### **Улучшенный раствор соляной кислоты с содержанием волокна.**

Данный раствор получен из предыдущих систем (соляная кислота и вязкоупругие поверхностно-активные вещества) с добавлением разлагаемых волокон. Добавление волокон позволяет отводить кислоту из тех участков, где природные трещины являются преобладающими, чтобы обеспечить более равномерную кислотную обработку. После завершения обработки волокна со временем разлагаются от влияния температуры в скважине. Для разложения (процесса гидролиза) требуется небольшое количество воды. Данный раствор позволяет сочетать сразу две технологии отклонителя: химический отклонитель (вязкоупругую кислоту), и закупоривающий агент (волокна). До начала применения и использования волокна было проведено несколько лабораторных исследований, чтобы лучше понять механизм растворения, и есть ли какая-либо потенциальная проблема с образованием пробок поверхностного оборудования (технологических линий) во время обратной промывки скважины.

Результаты таких исследований позволили определить, что механизм разложения зависит не от диаметра волокна, а от его длины, в том смысле, что после определенного времени воздействия температуры в скважине волокна становятся хрупкими и имеют тенденцию к разрушению на более короткие куски. Лабораторные испытания показали, что при 115°C волокна уменьшаются в длину приблизительно на 98% за 24 часа. При таком изменении значительная часть этих волокон может проходить через сито с размером 0,147мм.(100 mesh).

### **Кислотный гидроразрыв пласта**

Одним из самых эффективных способов воздействия на карбонатные пласты является способ кислотного гидроразрыв пласта. При этом он является одной из самых высоко-затратных операций в нефтедобыче.

Кислотный гидроразрыв применяется для создания новых трещин для соединения с сетью природных трещин, особенно там, где их не так много. Проблема в том, что существующие природные трещины начинают поглощать закачиваемую жидкость, а если присутствует большое количество таких трещин, то скорость насоса должна быть соответственно высокой.

Вследствие существенной неоднородности строения продуктивных карбонатных пластов степень охвата его кислотным воздействием при проведении повторных КГРП, как правило, невысока, т.к. в процессе обработки кислота движется в основном по одним и тем же каналам и трещинам, оставляя без воздействия значительную часть продуктивного пласта. Поэтому эффективность кислотного воздействия быстро снижается с ростом числа повторных обработок, проведенных на одной скважине.

### **Обработка через ГНКТ**

Установка ГНКТ имеют внушительный послужной список в качестве средства доставки соляной кислоты и ее размещение по продуктивному пласту, обеспечивая равномерную обработку всей мощности пласта (перемещая ГНКТ вниз/вверх кислота доставляется в определенное место).

Основным преимуществом ГНКТ является то, что скважину не требуется глушить во время или после обработки, и поэтому исключается повреждение пласта. В скважинах с низким пластовым давлением преимуществом является то, что сразу после обработки можно быстро начать очистку скважины, например,

путем прокачки азота для облегчения гидростатического столба и ускорения выноса отработанной кислоты и продуктов реакции.

Способность закачивать кислоту через ГНКТ для снижения значений скин-фактора в первую очередь необходимо учитывать характеристики пласта. Если природная трещиноватость является преобладающей, тогда использование ГНКТ дает значительное преимущество, если цель обработки - это очистка от корки бурового раствора. Загрязнения пласта не будут глубокими, если состав бурового раствора был подготовлен правильно.

С другой стороны, если природная трещиноватость не является доминирующей, то цель состоит в том, чтобы создать червоточины (высокопроводящие каналы фильтрации). Как было подробно описано ранее, обработка должна проходить с определенной скоростью насоса, чтобы минимизировать объем кислоты и создать червоточины с максимально возможной проводимостью. Реальность такова, что зачастую протяженность участка коллектора с естественными трещинами точно не известна, и поэтому в большинстве случаев результат от обработки через ГНКТ можно получить только при первом шаге к достижению оптимальной продуктивности.

Недостатком установки ГНКТ является длительность времени, затрачиваемого на операции закачки, в результате чего труба в скважине подвергается длительному воздействию кислоты и  $H_2S$ , поскольку перетоки между слоями более чем возможны, особенно в мощных карбонатных пластах где происходит неравномерное истощение. Фактически, из-за ограниченных скоростей закачки, которые возможны через ГНКТ, общая потребность в насосном оборудовании на самом деле меньше по сравнению с обработкой, при которой закачка осуществляется с устья скважины.

### **Закачка кислоты с устья скважины**

Многие операторы провели несколько обработок в мощных карбонатных коллекторах в Прикаспийской впадине. Общей чертой всех этих обработок является высокая концентрация соляной кислоты (24% или 28%) и использование вязко-упругой кислоты в качестве отклоняющего агента.

Эти обработки обычно происходят чередующимися стадиями соляной кислоты и вязко-упругого отклоняющего агента со скоростью от  $2\text{ м}^3/\text{мин}$  до  $5\text{ м}^3/\text{мин}$ .

Некоторые способы обработки проектировались для закачки, применяя давление выше давления разрыва пласта, что видно из результатов. Давление на забое не может поддерживаться выше давления начала разрыва в течение очень длительного времени. Как только давление обработки на забое скважины достигает уровня ниже давления начала разрыва, жидкости начинают поступать в матрицу пласта. Основная причина такого поведения, вероятно, связана с тем, что по мере раскрытия трещин всё больше появляется связь с участками с природными трещинами. Как только число таких связей с природными трещинами превышает критическое число, созданная трещина больше не расширяется, но при этом происходит процесс разъедания породы (расширения трещины, канала).

### **Выводы**

Технологии, которые были описаны выше, применяемые в мощных карбонатных пластах в Прикаспийской впадине показывают, следующее:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- перфорированные интервалы должны обрабатываться как можно более равномерно, чтобы свести к минимуму значение скин-фактора для мощных пластов с неравномерной выработкой. Это касается пластов, как с естественными трещинами, так и без них.

- при обработке мощных пластов с различной проницаемостью и естественными трещинами крайне важно использовать отклоняющие агенты.

- выбранная технология закачки кислоты должна обеспечивать такую скорость закачки, которая позволяет произвести отвод потока от слоев с естественными трещинами к слоям без естественных трещин, и в то же время, от высокопроницаемых слоев к слоям с более низкой проницаемостью.

- вязкоупругая кислота способна обеспечить надежное отклонение закачиваемого раствора от естественных трещин к искусственно образованным трещинам.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли. Сборник трудов. Выпуск четвертый. АО «НИПИнефтегаз». Актау – 2017г.
2. Anderson E.M. Dynamics of faulting. 2-d ed.. - 1951. - 206.
3. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., 2002. – 880.
4. Химия нефти и газа. Покровская С.В. Новополюцк, 2003.
5. Перспективность кислотного гидравлического разрыва пласта на месторождениях Республики Башкортостан / А. Ф. Хабибуллин, А. В. Лысенков. 2017. — № 22 (156). — С. 217-221.

УДК

### ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТКЛОНИТЕЛЯ

*К.И. Бабицкая<sup>1</sup>, А.В. Шитина<sup>2</sup>*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный  
технический университет»,  
к.т.н., доцент кафедры "Разработка  
и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений"  
г. Самара, Россия  
e-mail: [babitskayaki@gmail.com](mailto:babitskayaki@gmail.com)<sup>1</sup>*



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ФГБОУ ВО «Самарский государственный  
технический университет»,  
студент гр. 1-ИНГТ-21ИНГТ-254М  
г. Волгоград, Россия  
e-mail: [anna.shitina@inbox.ru](mailto:anna.shitina@inbox.ru)<sup>2</sup>

**Аннотация:** Показаны результаты применения технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО РИТЭК. На основании полученных данных сформированы предложения по дальнейшему использованию повышению эффективности кислотных ОПЗ с применением отклонителей.

**Ключевые слова:** призабойная зона пласта (ПЗП); обработка призабойной зоны (ОПЗ); самоотклоняющийся кислотный состав (СОКС); инвертная эмульсия; геолого-технические мероприятия (ГТМ); интенсификация добычи нефти (ИДН).

Сегодня значительная часть остаточных извлекаемых запасов находится в сложно построенных слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах, существует проблема неравномерной выработки запасов нефти по разрезу. Эффективность применения стандартных подходов при обработках призабойной зоны пласта кислотными составами ежегодно снижается, требуется более индивидуальный и детальный подход к каждой скважине. Скважины-кандидаты для проведения геолого-технических мероприятий все чаще не удовлетворяют критериям применения стандартных технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ), в том числе по критерию обводненности. Таким образом, технологии ОПЗ кислотными составами с применением отклоняющих систем являются одним из актуальных и приоритетных направлений развития технологий интенсификации добычи нефти (ИДН) в слоисто-неоднородных карбонатных коллекторах [5].

Лабораторное испытание кислотных композиций проводятся согласно стандартам качества Американского Института Нефти (API) Quality Assurance Quality Control, а также в соответствии с регламентом ПАО «ЛУКОЙЛ» («Методическое руководство «Лабораторные исследования кислотных составов», Москва, 2017).

На объектах ООО «РИТЭК» в качестве отклонителя используется обратная эмульсия. Отклонение кислотного состава основано на использовании гидрофобной эмульсии. Преимуществом гидрофобной эмульсии в сравнении с жесткими гелевыми системами является подтвержденная селективность воздействия, когда при контакте с минерализованной водой ее вязкость увеличивается, а при контакте с нефтью вязкость снижается. В результате взаимодействия гидрофобной эмульсии с пластовой водой происходит увеличение реологических характеристик и стабильности, за счет чего обеспечивается исключение попадания кислоты в водонасыщенные пропластки.

Принцип кислотной обработки в данном случае основан на последовательной закачке эмульсии отклонителя кислотного состава, отличительными особенностями которого являются высокая совместимость с нефтью.

Технология предполагает предварительную закачку части кислотного состава, далее закачку гидрофобной эмульсии и затем оставшийся объем кислотного состава.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Приготовление эмульсии происходит путем смешения с хлоридом кальция удельным весом не менее 1,12 г/см<sup>3</sup> в соотношении 25:75. Для достижения наибольшей технологической эффективности целесообразно, чтобы доля отклонителя варьировалась от 20 до 50 % от объема кислотного состава, в большинстве случаев доля отклонителя составляла 25 и 33 %.

Так в 2021 году на месторождениях ТПП «ТатРИТЭКнефть» проводилось 16 работ, по виду работ КР7 ОПЗ с закачкой кислотного состава (График 1). Кислотный состав предварительно тестировали с пластовой нефтью: на распад эмульсии, образование осадка, стабильность в присутствии Fe<sup>3+</sup>.

И5 работ проводилось с применением эмульсии отклонителя (График 2).

По скважинам, в которых выполнены ОПЗ кислотным составом, следует отметить, что средний прирост дебита составляет 2,87 т/сут. после проведения работ и стоимость данного вида работы составляет в среднем 165 780 руб.

Интенсификация притока при помощи соляно-кислотной обработки в карбонатных коллекторах является одним из наиболее эффективных способов воздействия на призабойную зону. Целью интенсификации является улучшение сообщаемости скважины с пластом, расширение и очистка пор и трещин, снятие фильтрационного сопротивления коллектора, сложенного карбонатными породами - известняками и доломитами [6].

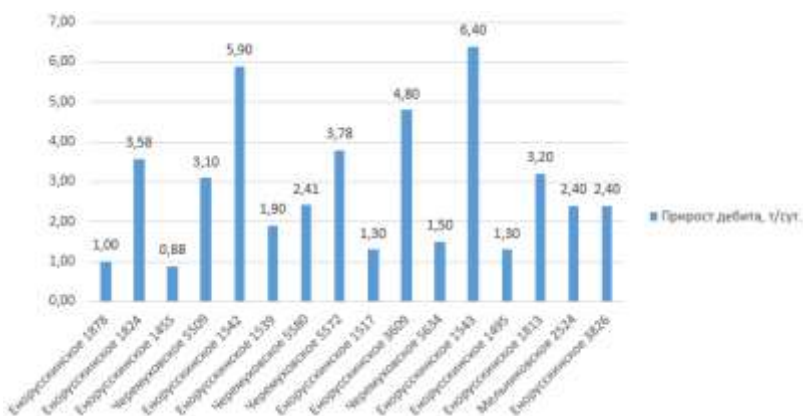


График 1. – Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) без применения эмульсии отклонителя.

Совсем другую картину мы видим на графике 2, где используется ОПЗ с применением отклонителя. Средний прирост дебита составляет 6,74 т/сут. после проведения работ ОПЗ с отклонителем, выросла и стоимость работы в среднем 714 400,00 руб. на одну работу, однако успешность работ составила 100 %.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

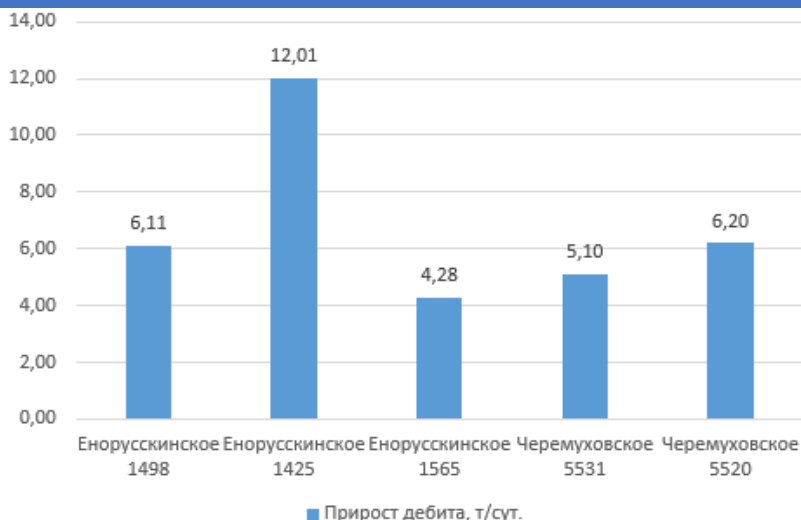


График 2. – Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) с применением отклонителя.

В результате проведенного анализа, для оценки дальнейшего тиражирования технологии, был рассмотрен фонд скважин Енорусскинского месторождения ТПП «ТатРИТЭКнефть», где при выборе скважин-кандидатов определяющими критериями были следующие показатели: наличие низкой выработанности запасов в районе скважины, обводненность не превышая 60%, пластовой давление близкое к начальному/наличие систему ППД, высокая расчлененность пласта. На основе представленных критериев был определен первоначальный потенциал для дальнейшего внедрения технологии в объеме 21 скважины, с прогнозной технологической эффективностью 66,7 т/сут.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 335 с.
2. Распопов А.В. Повышение эффективности опытно-промышленных работ за счет изменения подхода к выбору технологий воздействия на пласт (на примере действующего фонда группы месторождений Соликамской депрессии) / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, А.Ю. Карманов, В.А. Жигалов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 11. – С. 31–39.
3. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с
4. Силин М.А. Кислотная композиция для увеличения продуктивности скважин / Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М. // Технологии нефти и газа. – 2010. – №1. – С. 41.
5. Пестриков А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2013. – №. 4. – С. 529 – 562.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ  
КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И  
ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

*Г.А. Ковалева, А.М. Шуберт, Д.М. Катауф*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия  
[shubert98@mail.ru](mailto:shubert98@mail.ru)*

**Аннотация**

В данной статье рассмотрен вариант разработки залежи сверхвязкой нефти Кареловского нефтяного месторождения Самарской области комбинированной системой разбуривания горизонтальными и вертикальными добывающими скважинами.

**Ключевые слова:** сверхвязкая нефть, горизонтальные скважины, комбинированная система разработки, коэффициент извлечения нефти.

**Введение**

Разработка залежей, насыщенных высоковязкими и сверхвязкими нефтями связана с большими трудностями как для выработки запасов, так и для организации систем подготовки нефти. Быстрое обводнение продукции добывающих скважин, а зачастую и отсутствие безводного периода добычи нефти, большие объемы попутно добываемой воды, низкий охват пласта воздействием - неполный перечень проблем, которые не позволяют получить высокий коэффициент извлечения нефти.

Одним из направлений, позволяющих оптимизировать разработку пластов, связан с выбором оптимального способа заканчивания скважин. Наиболее распространенным методом в данном случае является применение горизонтальных скважин. При правильном размещении ствола горизонтальных скважин и оптимальной длине горизонтального ствола существует возможность получения дебита жидкости в 1,5-2 раза выше дебита вертикальной скважины при меньших депрессиях на пласт. Высокая производительность горизонтальной скважины обеспечивается за счет большей поверхности фильтрации. Для снижения рисков неэффективной проводки горизонтальных стволов в добывающих скважинах в незначительных толщинах необходимо использование комбинированных систем разработки горизонтальными и вертикальными скважинами.

**Расчет вариантов разработки**

На примере возможных вариантов разработки пласта С-1А бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона Кареловского месторождения Самарской области, отличающихся геолого-техническими мероприятиями и конструкциями скважин, проведена оценка оптимального применения скважин с различным способом заканчивания. Расчеты технологических вариантов разработки проведены с использованием физически-содержательной математической модели трехмерной трехфазной фильтрации, построенной в программном комплексе Eclipse.

Кареловское месторождение находится на начальном этапе разработки. Залежь пласта С-1А терригенная, пластовая, небольшая по размерам и запасам. Средняя

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

толщина составляет 2,8 м, коллектор имеет высокую проницаемость 0,568мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти 222 мПа·с. На залежи пробурены две вертикальные добывающие скважины, расположенные вблизи водонефтяного контура.

В работе рассмотрены варианты разработки пласта вертикальными скважинами, горизонтальными скважинами и комбинированной системой разбуривания вертикальными и горизонтальными скважинами. Граничные условия на скважинах приняты следующие: депрессия 10 МПа, приведенные радиусы скважин 0,075 м.

Первый вариант разработки предусматривает разбуривание всей залежи по площадной семиточечной системе вертикальными добывающими и нагнетательными скважинами с расстоянием между скважинами 400 м.

Второй вариант разработки - разбуривание всей залежи горизонтальными добывающими и вертикальными нагнетательными скважинами.

Третий вариант предусматривает комбинированное разбуривание месторождения по площадной обращённой 7-ми точечной системе вертикальными и горизонтальными добывающими скважинами, а также вертикальными нагнетательными скважинами. Вышесказанное обусловлено, снижением рисков неэффективной проводки горизонтальных стволов в добывающих скважинах в незначительных нефтенасыщенных толщинах. При этом вертикальные добывающие скважины планируется размещать на участках залежи с нефтенасыщенными толщинами 2-3 м, а горизонтальные добывающие скважины – на участках пласта с нефтенасыщенными толщинами 4-5 м. Плотность сетки скважин для всех вариантов выдерживается около 17 га.

Дебит вертикальных скважин рассчитан по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_3)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c} + C}$$

где Q — дебит скважины (объем жидкости, поступающей на забой скважины в единицу времени); k — проницаемость пласта; h — толщина пласта; P<sub>пл</sub> — пластовое давление; P<sub>3</sub> — забойное давление в скважине μ — вязкость жидкости; R<sub>k</sub> и r<sub>c</sub> — радиусы контура питания и скважины, соответственно.

Дебит горизонтальных скважин рассчитан по формуле Джоши

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left( \frac{h}{2r_c\pi} \right) \right]}$$

где  $a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}$  — большая полуось эллипса дренирования,

где L — длина горизонтального участка скважины, м; R<sub>k</sub> — радиус кругового контура питания, м; r<sub>c</sub> — радиус скважины, м; h — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; a — главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м; k — коэффициент проницаемости пласта, м<sup>2</sup>; ΔP — депрессия, Па; μ — вязкость пластового флюида, [Па · с]; Q — дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

Для оценки эффективности применения горизонтальных скважин использовались зависимости коэффициента извлечения нефти, сроков разработки и накопленного водонефтяного фактора от длины ГС.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1.

Длина ГС	Срок разработки	КИН	Накопленный ВНФ	Накопленная добыча нефти	Накопленная добыча жидкости
100	100	0.374	11.90	1347	17381
150	100	0.395	12.00	1425	18530
<b>200</b>	<b>100</b>	<b>0.488</b>	<b>12.45</b>	<b>1761</b>	<b>23680</b>
250	100	0.475	12.35	1712	22868
300	100	0.470	12.63	1695	23110
350	100	0.465	12.92	1677	23355

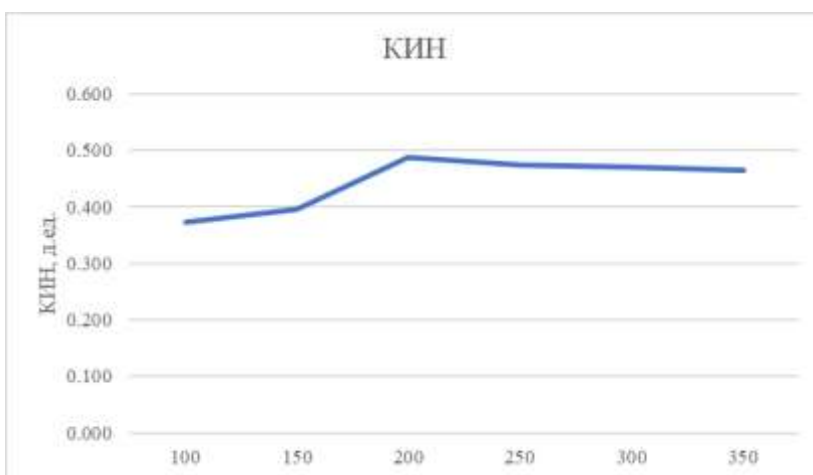


Рисунок 1. Зависимость коэффициента извлечения нефти от длины горизонтального участка ствола скважины



Рисунок 2. Зависимость накопленного водонефтяного фактора от длины горизонтального участка ствола скважины

Из приведенных данных видно, что коэффициент нефтеизвлечения увеличивается с ростом протяженности горизонтального ствола. Необходимо



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

отметить, что при приближении окончания горизонтальной скважин к нагнетательной скважине происходит снижение КИНа ухудшение прочих показателей разработки. В нашем случае это явление наблюдается при длине горизонтального ствола больше 200 м. Следовательно можно сделать вывод, что протяженность горизонтального участка скважины более 200 м нецелесообразна.

Таким образом, оптимальной длиной горизонтального участка ствола скважин является 200 м.

Далее проанализируем разработку месторождения по каждому из трех вариантов разработки.

Таблица 2

Вариант	Срок разработки, годы	КИН, д.ед	Накопленный ВНФ, д.ед	Накопленная добыча нефти, тыс.т
1 вариант	107	0.484	13.6	1746.0
2 вариант	96	0.492	13.5	1774.9
3 вариант	100	0.488	12.4	1760.9

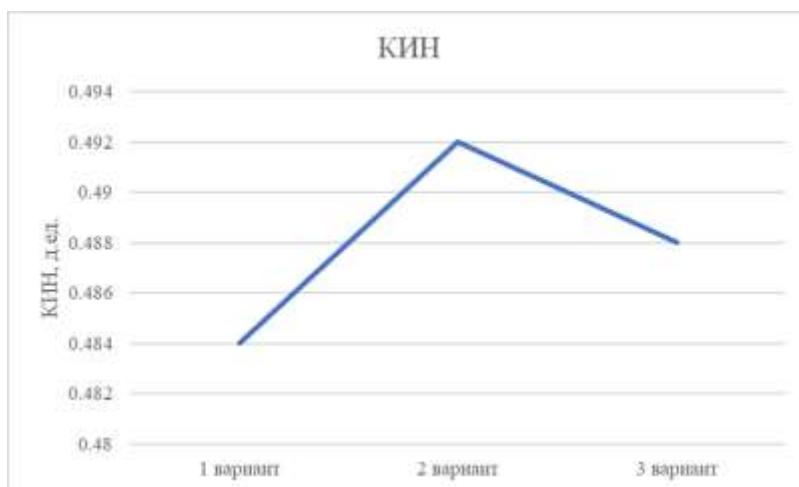


Рисунок 1. Значения коэффициента извлечения нефти при различных вариантах разработки



Рисунок 2. Срок разработки при различных вариантах разработки

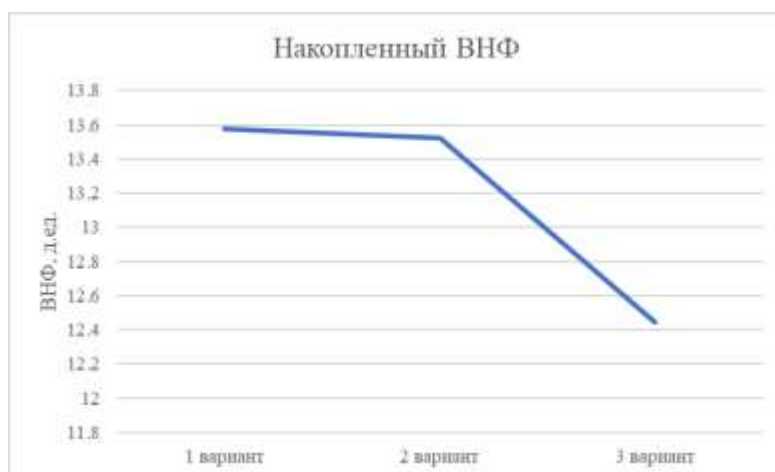


Рисунок 3. Значения накопленного водонефтяного фактора при различных вариантах разработки

Согласно полученным данным максимальный коэффициент извлечения нефти при минимальном сроке разработке получаем при разработке залежи пласта С-1А горизонтальными добывающими скважинами. При этом минимальный накопленный водонефтяной фактор отмечается при разработке комбинированной системой горизонтальными и вертикальными добывающими скважинами.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что второй вариант будет оптимальным для дальнейшей разработки, так как обеспечивает большую нефтеотдачу при меньшем сроке разработки относительно двух других вариантов.

Однако, для выбора оптимального варианта разработки месторождения также необходимо провести экономическую оценку бурения.

Для расчета стоимости бурения фонда скважин по каждому из вариантов примем допущение, что стоимость бурения одной вертикальной скважины будет равняться единице. Стоимость бурения одной горизонтальной скважины будет равняться 1,2. В каждом из вариантов будет сохраняться плотность сетки скважин – 17 га.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В таблице 1 приведены данные расчета стоимости бурения добывающих и нагнетательных скважин для каждого варианта.

Таблица 3.

Вариант	Стоимость бурения добывающих скважин	Стоимость бурения нагнетательных скважин	Итого
1 вариант	29,0	12,0	41,0
2 вариант	25,6	12,0	37,6
3 вариант	24,8	12,0	36,8

Согласно таблице 3, третий вариант разработки предполагает наименьшие затраты на бурение скважин.

### **Вывод.**

В работе рассмотрены варианты разработки залежи сверхвязкой нефти Кареловского месторождения, отличающиеся способами заканчивания скважин. По результатам анализа технологических показателей, был сделан вывод, что вариант разработки с использованием в добывающем фонде только скважин с горизонтальным окончанием будет оптимальным, так как обеспечивает большую нефтеотдачу (КИН – 0,492) при меньшем сроке разработки (96 лет) относительно двух других вариантов. Однако, проведя экономическую оценку стоимости бурения видно, что затраты на бурение сетки горизонтальных скважин не позволяют получить максимальный доход от добычи нефти.

Комбинированная система разработки, представленная в третьем варианте, обеспечивает КИН 0,488 при наименьших затратах на бурение скважин. Таким образом, комбинированная система с использованием горизонтальных и вертикальных добывающих скважин будет являться оптимальным вариантом разработки.

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ КУЛЕШОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Н.С. Шуваев, Г.А. Ковалева*

*ФГБОУ ВО СамГТУ, Самара, Россия, [shuvanikola1999@gmail.com](mailto:shuvanikola1999@gmail.com)*

**Аннотация:** В работе проведен анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону карбонатных пластов на примере Кулешовского месторождения.

**Ключевые слова:** Призабойная зона пласта, КГРП, БОПЗ

Мировая тенденция при разработке крупных месторождений с терригенными коллекторами, имеющими высокие фильтрационные характеристики, выражается в снижении добычи нефти и росту обводненности продукции, т.е. месторождения

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

переходят в разряд «зрелых» и ожидать роста добычи нефти не приходится. Поэтому начинают активно вовлекаться в разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородов, сосредоточенные преимущественно в карбонатных коллекторах, на которые приходится около половины мировых запасов нефти. Понятие «трудноизвлекаемые» связано с несколькими факторами: низкая проницаемость, гидрофобность коллектора, высокая вязкость нефти, трещиноватость. Практически все эти характеристики присущи карбонатным коллекторам, в той или иной степени.

При разработке карбонатных коллекторов необходимо предусматривать целый комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Выбор этих мероприятий связан с особенностями вытеснения нефти в каждом конкретном пласте.

Рассмотрим на примере карбонатных пластов Кулешовского месторождения эффективность методов интенсификации добычи. Карбонатные пласты Кулешовского месторождения приурочены к кунгурским, гжельским, московским, башкирским, визейским и турнейским отложениям. В активной разработке находятся не все объекты, наиболее разрабатываемыми являются гжельские (СЗ-1), московские (пласты А0 и А3), башкирские (пласт А4) и визейские (пласт О-4) отложения.

На данных пластах существуют несколько проблем, а именно невысокий текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) и высокая обводненность. Это связано с тем, что для этих пластов с трещинно-поровым типом коллектора характерна низкая эффективная пористость и сравнительно высокие фильтрационные свойства, которые в начальные периоды разработки залежей часто обеспечивают высокую продуктивность и производительность вводимых в эксплуатацию добывающих скважин, а затем проявляется т.наз. «коварный закон обводнения», согласно Щелкачеву В.Н.

На карбонатных пластах месторождения применялись мероприятия по интенсификации добычи нефти, как в части интенсификации притока, так и для изоляции водопритока, также использовались гидродинамические методы, связанные с изменением уровней отбора на отдельных скважинах, и бурение боковых стволов. Проведен анализ эффективности применяемых ГТМ в карбонатных коллекторах на Кулешовском месторождении.

В добывающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные пласты за рассматриваемый период 2017-2021 было проведено 72 скв.-операции (применялись кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), различные кислотные обработки, перфорационные мероприятия, оптимизация работы насосного оборудования, бурение боковых стволов и т. д.). Дополнительная добыча нефти от всех мероприятий составила 330,355 тыс. т (4,72 тыс. т на 1 скв.-операцию)

Хороший эффект был получен от проведения КГРП в двух скважинах, эксплуатирующих пл. СЗ-1 р-н скв 78 Центрального купола. В апреле 2017 г. в скв. 112\_2 был получен наилучший эффект: дебит по нефти увеличился с 1,75 т/сут до 13,1 т/сут, дебит по жидкости с 2 т/сут до 15,39 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 2963,2 т. Суммарная дополнительная добыча нефти от мероприятий составила 3928,8 т. (1964,4 т. на 1 скв.-операцию).

Высокоэффективными себя показали большеобъемные обработки призабойных зон (БОПЗ), всего за рассматриваемый период было проведено 19 скв.-

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

опер. Общая суммарная дополнительная добыча нефти составила 216210,8 т. нефти (11379,5 т. на 1 скв.-опер.).

Эффективными были и обработки призабойных зон скважин (ОПЗ). Применялись различные виды воздействия (простые СКО, СКО с различными добавками, ОПЗ стабилизированно поверхностно-активным составом (СПАСКС) и т. д.).

Так, в сентябре 2017 г. на скв. 728, эксплуатирующей пласт А-4, проводилось ОПЗ с использованием СПАСКС. Эффект, продолжавшийся 115 дней, составил 529 т дополнительно добытой нефти.

За счет применения различных видов СКО (13 скв.-опер.), дополнительно получено 22191 т нефти. (2017,36 т. на 1 скв.-опер.). Отрицательный эффект получен в скв. 701\_2, была выполнена СКО с азотом.

Проведено гидроимплозионное воздействие (ГИВ) в 2018 году на пласте А-0. По обработанным трем скважинам получен положительный эффект. Суммарная дополнительная добыча составила 3789,7 т. нефти (1263,2 т. на 1 скв.-опер.).

Ремонтно-изоляционные работы (9 скв.-опер.), применявшиеся с целью снижения обводненности добываемой продукции, были эффективны по шести скважинам. Дополнительный прирост добычи нефти составил 26157,7 т. нефти (3269,7 т. на 1 скв.-опер.) на пластах С3-1, А-0, А-0 ВЕРХ.

Важным методом вовлечения низкопроницаемых коллекторов в разработки является правильный подбор технологических режимов скважин. Так на 5 скважинах, А-0, А-0 ВЕРХ и С3-1 пластов проведенные мероприятия по оптимизации работы насосного оборудования показали положительный результат, дополнительно было получено 5608,4 т нефти (1121,7 т. на 1 скв.-операцию).

К контролю за технологическим режимом скважин также можно отнести проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования. За счет этого мероприятия в двух скважинах пласта А-0 дополнительно было получено 2462,6 т нефти (1231,3 т. на 1 скв.-опер.).

При резкой неоднородности коллекторских свойств карбонатов, связанных с наличием трещин и засорением низкопроницаемых участков пласта высокую эффективность имеют мероприятия, связанные с увеличением или восстановлением профиля притока. В целях интенсификации добычи нефти в скв. 311 и 112 пласта С3-1 были проведены мероприятия по перестрелу нефтенасыщенных интервалов пласта с последующей ОПЗ. В результате проведения двух ГТМ дополнительно было получено 2838 т. нефти, что составляет в среднем 1419,3 т. дополнительно добытой нефти на 1 скв.-операцию.

Особое место в увеличении нефтеотдачи за счет повышения охвата пласта воздействием имеет уплотнение сетки скважин, которое при высокой выработке промытых зон и наличии большого фонда простаивающих по причине обводнения продукции скважин, связано с бурением боковых стволов. Обоснование такого бурения проводится на основе анализа выработки запасов с использованием постоянно действующих физически содержательных моделей. Так на пласте А-0 проведено бурение боковых стволов в семи скважинах в 2017-2018 годах. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 27429,4 т (4571,6 т. на 1 скв.-операцию).

Анализ реализованных методов интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах месторождения, позволяет рекомендовать такие методы

как: применение большеобъемных солянокислотных обработок, гидropескоструйной перфорации, комплексное воздействие на призабойную зону, связанное с ограничением водопритока по высокопроницаемым каналам и последующим воздействием на низкопроницаемые участки.

Для совершенствования указанных методов воздействия можно рекомендовать некоторые подходы при проведении мероприятия.

При проведении ОПЗ соляной кислотой рекомендуется проводить контроль содержания железа ( $Fe^{+3}$ ). Конечный продукт для закачки в скважину не должен содержать более 0,01 % (100 ppm) трехвалентного железа. Поэтому необходимо обеспечить подъем на поверхность объем протравки НКТ. Объем протравки должен быть не менее 2 м<sup>3</sup> кислоты концентрацией эквивалентной концентрации основного кислотного состава. В случае, если протравка НКТ не может быть проведена или не предусматривается, то первые 7,0 м<sup>3</sup> кислоты должны содержать достаточное количество реагентов для контроля 5 г/л (5000 ppm) трехвалентного железа (нейтрализующие или понижающие реагенты; предпочтении отдается реагенту понизителя железа). Возможно увеличение концентрации реагента, контролирующего содержание железа, по необходимости, в зависимости от минералогического состава породы коллектора, технологических параметров скважины и результатов лабораторных тестирований [2].

Для повышения эффективности по видам КГРП существуют следующие рекомендации [1]:

а) глубокопроникающий гидрокислотный разрыв с использованием соляной кислоты без крепления трещин пропантом можно успешно рекомендовать при обработке карбонатных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. Обязательным условием применения этого вида гидроразрыва является соответствие объекта критериям успешности:

- 1) величина средней проницаемости пласта -  $\leq 0,03-0,05 \text{ мкм}^2$ ;
- 2) эффективная толщина пласта -  $\geq 5 \text{ м}$ ;
- 3) толщины экранирующих пластов (нижнего и верхнего) -  $\geq 8 \text{ м}$ .

В продуктивных пластах со средней и высокой проницаемостью полномерный КГРП проводить не рекомендуется. В таких пластах трудно создать трещину нужных размеров.

б) ограниченный гидрокислотный разрыв для обработки ПЗП и снятия скин-эффекта рекомендуется проводить в пластах, сложенных карбонатами и песчаниками в добывающих и нагнетательных скважинах. Наибольший эффект этот вид гидроразрыва может дать при обработке коллекторов средней ( $0,05-0,2 \text{ мкм}^2$ ) и высокой (более  $0,2 \text{ мкм}^2$ ) проницаемости, а также в скважинах, трудноосваиваемых после бурения, и при маломощных (менее 8 м) экранах, изолирующих объект. При проведении таких операций жидкостью разрыва служит жидкость, заполняющая скважину перед разрывом (нефть, вода) различной минерализации. При обработке пластов высокой проницаемости (более  $0,2 \text{ мкм}^2$ ) в качестве жидкости разрыва рекомендуется использовать высоковязкую нефть [3].

Увеличение профиля притока в добывающей и приемности в нагнетательной скважине успешно осуществляется при гидropескоструйной перфорации или реперфорации (далее ГПП).

Технологические возможности ГПП особенно актуальны в карбонатных пластах массивного типа, т.к. применение ГРП может привести к



неконтролируемому обводнению продукции скважины. Но и ГПП при интенсификации добычи нефти могут быть эффективно использованы только в результате рационального планирования этого процесса с учетом ожидаемой дополнительной добычи продукции скважин и затрат на его проведение [4].

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» ОАО «Оренбургнефть», 1999, с.524
2. ГОСТ 857-95 «Кислота соляная синтетическая техническая. Технические условия».
3. Обеспечение и контроль качества при проведении гидроразрыва пласта (ГРП), кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) и большеобъемной обработки призабойной зоны (БОПЗ) - технологическая инструкция Компании «Роснефть» №П1-01 ТИ-0002, версия 1,00, Москва 2009.
4. Алькушин, А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.И. Алькушин. - М.: Недра, 2000 г. - 360 с. – ISBN 5-58967-257-7

### ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

*И.Л. Нуркаев, А.М. Зиновьев*

*Самарский государственный технический университет (СамГТУ)  
Самара, Россия*

Данная работа посвящена теме: «Опыт проведения геолого-технических мероприятий на месторождения Оренбургской области».

Целью проведения данной работы является определение наибольшей удельной годовой эффективности мероприятий определение необходимости разработки дополнительных решений, направленных на повышение эффективности реализации малоэффективных геолого-технических мероприятий.

Для достижения поставленной цели и решения необходимых задач использовались теоретический и эмпирический методы исследования.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, геолого-технических мероприятия, капитальный ремонт, удельная эффективность, гидро-разрыв пласта.

#### **Введение.**

Капитальный ремонт скважин представляет собой комплекс работ, связанных с выполнением операций по воздействию на оборудование, находящееся в скважине, скважину или разрабатываемые ей продуктивные интервалы или пласты, и направленных на восстановление их работоспособности и

эксплуатационных показателей. Перечень операций, выполняемых при КРС имеет достаточно широкую номенклатуру, а их выбор и последовательность реализации во многом определяется применяемым способом эксплуатации. Как правило, выделяют два основных этапа эксплуатации скважин, определяющие состав, последовательность и объем работ при КРС: этап эксплуатации фонтанирующих скважин и этап механизированной эксплуатации скважин с применением газлифта, ШСН или ЭЦН.

### **Описание проведения работ.**

Характерной особенностью любого подземного ремонта является то, что при различных его назначениях могут выполняться одни и те же операции. Например, при изменении глубины подвески ШСН и при гидроразрыве выполняют спускоподъемные операции и т.п. Независимо от целей подземного ремонта одинаковые по своему содержанию операции, входящие в него, требуют использования одних и тех же специализированных машин и инструментов.

При подземном ремонте выполняются следующие операции:

- транспортные - доставка к скважине необходимого оборудования и инструмента;
- подготовительные - установка оборудования на площадке у скважины и подготовка его к работе;
- спускоподъемные - извлечение или спуск в скважину оборудования;
- собственно операции ремонта;
- заключительные - свертывание комплекса оборудования и подготовка его к транспортировке.

Подразделение операций при подземном ремонте достаточно условно. В ряде случаев операции, собственно подземного ремонта занимают очень мало времени по сравнению со всеми остальными, например, смена цилиндра трубного скважинного насоса. Иногда спускоподъемные операции являются целью ремонта, например, при изменении глубины спуска колонны подъемных труб.

Капитальный ремонт скважин включает в себя операции, связанные с ремонтом собственно скважины и воздействием на призабойную зону и пласт. Кроме того, обычно к ним относят сложные вынужденные операции текущего ремонта, например, извлечение оборванных штанг и труб. Помимо обследования скважин и уточнения номенклатуры, предстоящих к выполнению операций капитальный ремонт включает:

- ремонтно-исправительные работы (герметизация устья, исправление и замена поврежденной части колонны);
- перекрытие дефектов в колонне, установка и разбуривание цементных пробок);

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- изоляционные работы, крепление пород призабойной зоны;
- очистку фильтра, переход на другой продуктивный горизонт,
- зарезку и бурение второго ствола;
- ловильные работы.

К капитальному ремонту могут быть также отнесены и работы, связанные с воздействием на призабойную зону и пласты:

- кислотная обработка;
- гидравлический разрыв пласта;
- тепловое воздействие на призабойную зону.

Особую востребованность на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки и характеризующихся общей тенденцией к падению показателей добычи, имеют работы по КР скважин, направленные на восстановление и интенсификацию притока скважинной продукции посредством воздействия на призабойную зону пласта или её очистки. Так, согласно принятому в промышленной практике классификатору видов КР, работы, связанные с интенсификацией притока скважинной продукции отнесены к группе работ с кодом КР 7: «обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока». Перечень работ по КР скважин, отнесенных к классификационной группе КР 7 представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень работ по КР скважин, направленных на обработку призабойной зоны скважин и вызов притока согласно действующему классификатору

Код работ	Наименование работ	Технико-технологические требования к сдаче
1	2	3
КР 7-1	Кислотная обработка	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР 7-2	Гидроразрыв пласта (ГРП)	
КР 7-3	Глубокий гидроразрыв пласта (ГГРП)	
КР 7-4	Гидропескоструйная перфорация (ГПП)	
КР 7-5	Виброобработка призабойной зоны	
КР 7-6	Термообработка призабойной зоны	
КР 7-7	Промывка призабойной зоны растворителями	
КР 7-8	Промывка призабойной зоны растворами ПАВ	
КР 7-9	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.)	
КР 7-10	Проведение УОС и его модификаций	

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 1

КР 7-11	Проведение КИИ-95 (ИПТ и т.д.)	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели
КР 7-12	Вызов притока свабирированием, желонкой, заменой жидкости, компримированием	
Р 7-13	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
КР 7-14	Проведение прострелочных и взрывных работ (перфорация и торпедирование и т. д.)	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР 7-15	Опытные работы по испытанию новых видов скважинного оборудования	Выполнение запланированного объема работ
КР 7-16	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта	
КР 7-16.1	Проведение ОПЗ с применением технологий гибких непрерывных НКТ	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин
КР7-16.2	Проведение реагентной разглинизации призабойной зоны пласта	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины
КР7-16.3	Проведение повторной перфорации на кислых растворах	
КР7-16.4	Проведение депрессионной перфорации пласта	
КР7-16.5	Проведение МГД	

На основании проведенного анализа научной литературы, в которой приводятся результаты обобщения отечественного опыта разработки нефтегазовых месторождений на поздних сроках эксплуатации, можно сделать следующие выводы. Так, в настоящее время, планирование и отбор скважин-кандидатов для проведения работ по ГТМ осуществляются на основании собственных методик, а также экономических и геологических критериев, разработанных тем или иным нефтегазодобывающим предприятием. Как показывает проведенный анализ литературных источников, в общем случае, планирование ГТМ на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, осуществляется на основании данных об изменении объемов добычи скважинной продукции, а также с учетом результатов анализа эффективности проведенных ранее работ по ГТМ на скважине-кандидате или смежных ей скважинах, в соответствии с алгоритмом, представленным на рисунке 1.

На основании анализа алгоритма, представленного на рисунке 1, можно сделать вывод о том, что планирование представляет собой структурно сложный, многоэтапный и многокритериальный процесс, по ходу которого производится оперативная обработка достаточно обширного спектра геолого-технической и экономической информации, результаты которой закладываются в основу планирования дальнейших работ.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

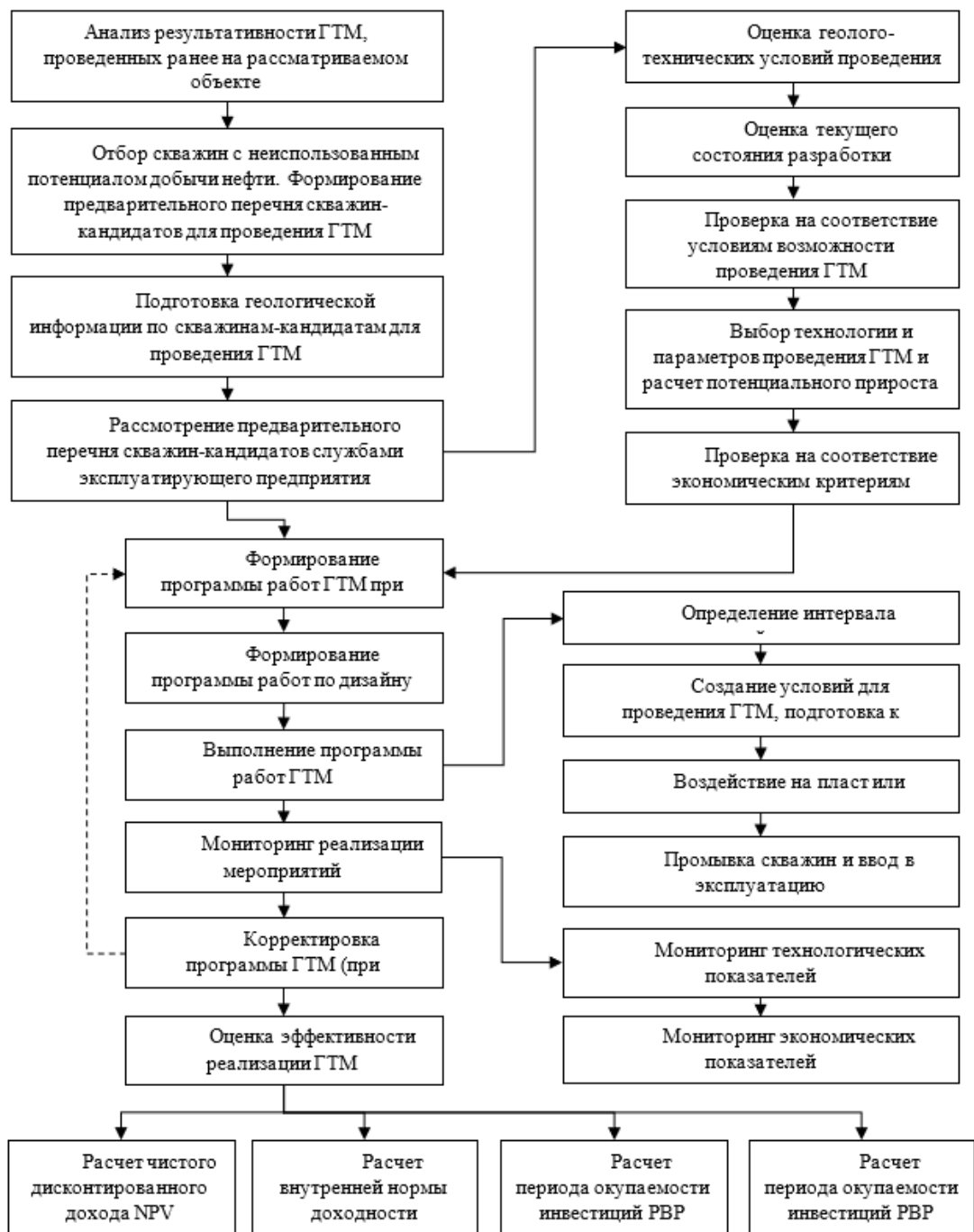


Рисунок 1 – Алгоритм планирования работ по ГТМ при КРС

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### Анализ проводимых мероприятий.

Очевидным является тот факт, что эффективность применения тех или иных методов воздействия на пласт будет различным для тех или иных залежей, ввиду различия геолого-технических условий производства работ по КРС. В связи с чем, особую актуальность получают вопросы, связанные с выявлением влияния свойств разрабатываемой залежи на эффективность применения тех или иных видов ГТМ. Далее проведем анализ эффективности реализации ГТМ на примере месторождений Оренбургской области, для этого, в таблице 2 приведены результаты оценки эффективности реализации ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти за период с 2015-2019 г.г., также, на рисунке 2, представим результаты расчета фактической удельной эффективности реализации тех или иных видов ГТМ.

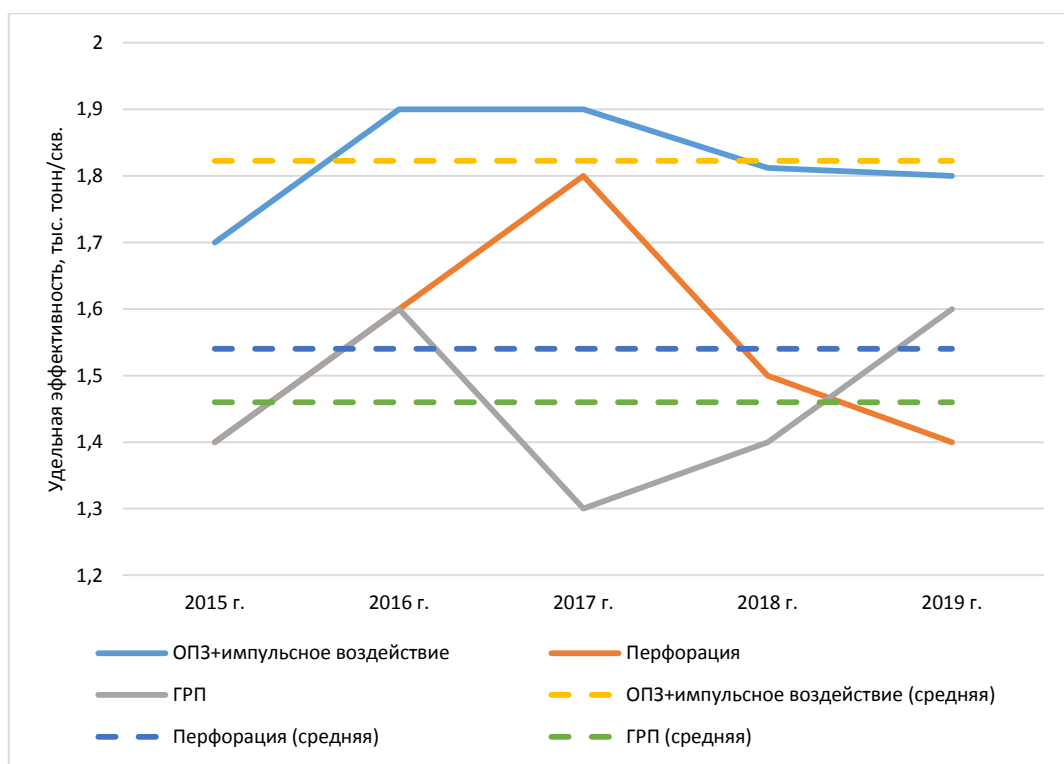


Рисунок 2 – Анализ удельной эффективности ГТМ на месторождениях Оренбургской области за 2015-2019 г.г.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2 – Анализ эффективности проведения работ по КРС за 2015-2019 г.г., направленных на обработку призабойной зоны скважин и вызов притока на месторождениях Оренбургской области.

Вид работ	Тип коллектора	Прер	Кпор	Кпес	Рас	$\varphi_{ср.ж}$	$\varphi_n$	Уд. эф. ж.	Уд. эф. н.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОПЗ + имп.	Терригенный	1,56	0,2	0,58	3,3	2,77	3,4	31,70	13,05
		0,599	0,17	0,96	1,3	2,52	2,5	2,92	2,25
		0,273	0,17	0,8	2,2	2,82	3	2,96	0,29
	Карбонат-доломит	0,423	0,15	0,81	2,6	1,77	1,8	1,84	0,69
		0,0185	0,12,5	0,7	3,4	7	6	16,40	0,72
	Карбонат-известняк	0,24	0,12	0,68	4,1	1,42	1,45	6,69	0,29
		0,1	0,2	0,9	2,6	1	1	0,38	0
	Карбонат-доломит	0,01	0,12	0,67	2,3	3,2	3,11	6,55	1,72
	Карбонат-доломит	0,023	0,13	0,56	1,3	1,31	1	1,74	0,1
	ОПЗ + имп.	Карбонат-известняк	0,275	0,16	0,6	1,7	1,61	1,66	0,53
Карбонатно-терригенный		0,233	0,19	0,92	1,4	1	1	0	0
Терригенный		2	0,21	0,9	1	18,4	13,4	63,57	3,54
Карбонат-известняк		0,014	0,11	0,42	4,6	5,47	5,5	3,63	2,15
Карбонатно-терригенный		0,36	0,18	0,64	2,6	3,3	4,1	60,28	3,82
Карбонат-известняк		0,018	0,11	0,44	4,3	1,17	1,14	0,48	0,19
		0,016	0,12	0,83	0,8	1,34	1,42	0,81	0,62
Доп. перфорация	Карбонатно-терригенный	1,56	0,2	0,58	3,3	1,27	1,26	1,68	0,53
		0,599	0,17	0,96	1,3	2,3	1,65	3,84	0
	Карбонат-доломит	0,423	0,15	0,81	2,6	3,32	3,5	42,86	3,5
	Карбонат-известняк	0,24	0,12	0,68	4,1	6,66	6,61	32,79	6,01
	Карбонат-доломит	0,36	0,18	0,64	2,6	1,23	1,12	1,63	0,05
	Терригенный	1,894	0,2	0,64	4,2	4,22	4,4	95,23	1,63
	Карбонатно-терригенный	0,011	0,11	0,46	9,9	2,2	2,5	8,16	0,29
	Карбонатно-терригенный	1,446	0,2	0,69	2	1,15	1,2	2,78	0,29
Карбонат-известняк	0,016	0,12	0,83	0,8	1,78	1,78	2,26	1,58	
ГРП	Карбонатно-терригенный	1,56	0,2	0,58	3,3	1,51	1,5	4,26	0,78
		0,24	0,12	0,68	4,1	1,91	1,64	1,78	0,78
	Карбонат-доломит	0,423	0,15	0,81	2,6	1,01	1,15	0,57	0,07
	Карбонат-доломит	0,022	0,13	0,7	1,5	1,96	1	1,85	0
	Терригенный	0,275	0,16	0,6	2	3,35	3,22	5,18	0,07
	Карбонат-известняк	0,007	0,11	0,74	4,4	1,12	1,13	0,43	0,21
	Карбонат-известняк	0,009	0,1	0,69	6,3	1,63	1,5	0,85	0,14
	Карбонат-известняк	0,018	0,11	0,44	4,33	1,35	1,35	1,28	3,83
0,016		0,12	0,83	0,83	1,8	1,78	5,68	7,24	

Анализ данных, представленных в таблице 2, позволяет сделать следующие выводы. Суммарный прирост годовой добычи нефти от реализации рассматриваемых ГТМ составил 7,5%, 8,8%, 7,4%, 7,4% и 8,6% в 2015, 2016, 2017, 2018 и 2019 году соответственно, при этом средняя удельная эффективность, приведенная на одну операцию ГТМ, по рассматриваемому периоду, составляет 1,82, 1,54 и 1,46 тысяч тонн на операцию (на скважину), для работ по ОПЗ и импульсному воздействию, перфорации и ГРП соответственно. Таким образом,

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

наибольшую удельную годовую эффективность имеют мероприятия по ОПЗ пласта и импульсному воздействию на пласт, при этом, наименьшая годовая удельная эффективность приурочена к работам по ГРП. Удельная эффективность на операцию ГРП в 1,46 тысяч тонн на операцию характеризует реализацию ГРП в рамках рассматриваемых месторождений как низкоэффективную, что определяет необходимость разработки дополнительных решений, направленных на повышение эффективности реализации данного рода ГТМ.

На основании анализа показателей эффективности реализации ГТМ за рассматриваемый период, можно сделать следующие выводы. Наибольшее значение коэффициента кратности прироста дебита по жидкости, составляющего 18,4 было получено при реализации ГТМ по ОПЗ и импульсной обработке, приуроченного к терригенным коллекторам, также, при обработке данного пласта был получено наибольшее значение коэффициента кратности прироста дебита нефти, составляющего 13,4, при этом показатели удельной эффективности при обработке данной залежи составили 63,57 и 3,54 тысяч тонн на операцию, что выше среднего значения по данной группе методов воздействия. Высокая эффективность обработки данной залежи может быть обусловлена относительно высокой проницаемостью обрабатываемого пласта, составляющей порядка 2 мкм<sup>2</sup>, при достаточно высоких коэффициентах песчаности и пористости пласта составляющих 0,9 и 0,21 соответственно и отсутствием расчлененности, следствием чего является высокие гидродинамические характеристики залежи, определяющие высокую эффективность реализации методов ОПЗ и гидроимпульсной обработки.

Меньшие значения коэффициентов кратности прироста дебита жидкости и нефти, составляющие 6,66 и 6,61 соответственно, были получены при проведении дополнительной перфорации интервалов, приуроченных к карбонатно-известняковой залежи. Значения коэффициентов удельной эффективности проведения ГТМ при этом составили 32,79 и 6,01 тысяч тонн на операцию, что также выше среднего по отношению к данной группе. Данная залежь характеризуется относительно невысокой проницаемостью, составляющей 0,24 мкм<sup>2</sup>, при коэффициентах пористости и песчаности составляющих 0,12 и 0,68, и коэффициенте расчлененности, составляющем 4,1. Высокая эффективность реализации дополнительной перфорации на данном объекте может быть обусловлена как высокой степенью загрязненности перфорированных интервалов, так и высокой мощностью подвергаемых перфорации интервалов.

Наименьшая удельная эффективность по приросту дебита нефти была получена при проведении перфорации на интервалах карбонатно-доломитного коллектора, где удельная эффективность на операцию составила 0,05 тысяч тонн нефти в год, а также при проведении ГРП в интервалах карбонатно-доломитного коллектора и в интервалах терригенного коллектора, где удельная эффективность от реализации составила 0,07 тысяч тонн нефти на операцию в год.

Отсутствие эффекта от реализации ГТМ наблюдается при реализации ОПЗ и импульсного воздействия на карбонатно-известняковый коллектор, карбонатно-терригенный коллектор. Отсутствие эффекта от реализации ГТМ может быть обусловлено попыткой восстановления дебита в скважинах, находящихся в длительной консервации или при их выводе из эксплуатационного фонда. Также,

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

имеет место отсутствие эффекта по приросту дебита нефти при проведении перфорации карбонатно-терригенного коллектора, а также при проведении ГРП карбонатно-доломитного коллектора.

Далее проведем анализ средней эффективности реализации рассматриваемых мероприятий, для этого, на рисунке 3 представим в виде диаграммы распределение усредненных показателей эффективности мероприятий по выделенным группам ГТМ.

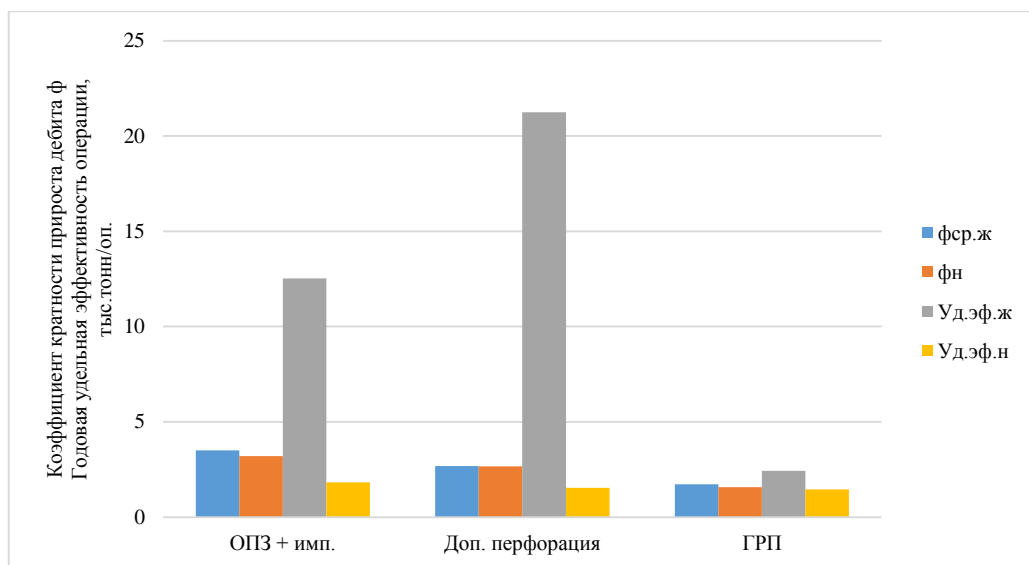


Рисунок 3 – Анализ показателей эффективности ГТМ на месторождениях Оренбургской области за 2015-2019 г.г.

На основании анализа данных, представленных на рисунке 3, можно сделать следующие выводы. Наибольшая величина усредненного коэффициента кратности прироста дебита, в рамках проведения ГТМ на месторождениях Оренбургской области за период 2015-2019 гг., достигается в при реализации работ по ОПЗ и импульсному воздействию на пласт, средняя величина кратности прироста дебита при этом составила 3,5, наименьшая величина кратности прироста дебита жидкости в 1,73 достигается при реализации операций по ГРП пласта, кратность прироста дебита жидкости при реализации дополнительной перфорации за последние пять лет в среднем составила 2,68. Аналогичная картина наблюдается для значений коэффициентов кратности прироста дебита нефти, средние значения которых соответствуют 3,2, 2,66 и 1,58 для операций по ОПЗ и импульсному воздействию, перфорации и ГРП соответственно. При анализе изменения показателей годовой удельной эффективности добычи жидкости, имеет место достижение наибольшего усредненного значения удельного прироста добычи жидкости при реализации работ по перфорации, составляющего 21,24 тысяч тонн на операцию, наименьшее среднее значение показателя удельной эффективности добычи жидкости при этом достигается от проведения операций по ГРП пласта соответствующее 2,43 тысячам

тонн на операцию в год. Для операций по ОПЗ и импульсному воздействию на пласт данный показатель составил 12,53 тысячи тонн на операцию в год.

### Выводы

При анализе взаимного отношения приведенных показателей можно сделать следующие выводы. Достижение наибольшего прироста удельной годовой добычи жидкости в год при относительно невысоком приросте удельной годовой добычи нефти, наряду с практически равными значениями коэффициентов кратности прироста дебитов жидкости и нефти свидетельствуют о том, что проведение операций по дополнительной перфорации продуктивных интервалов не приводит к значительному повышению обводненности продукции при этом, за счет того, что выполнение данного рода операций приурочено по большей степени к высоко обводненным скважинам, имеет место пропорциональный рост годового удельного эффекта по добычи жидкости. Меньшая разница между удельным годовым приростом добычи жидкости и нефти достигается при реализации работ по ОПЗ и импульсному воздействию на пласт, при этом, для таких операций имеет место большая разница между коэффициентами кратности прироста дебита жидкости и нефти, что свидетельствуют о наличии более значимого влияния результатов проведения данного рода ГТМ на увеличение обводненности добываемой продукции, при этом, меньшая разница между величинами удельного прироста добычи жидкости и нефти, позволяет сделать вывод о том, что проведение данных мероприятий приурочено к объектам, имеющим меньшую степень обводненности. При реализации ГРП имеет место несколько меньшая, по сравнению с мероприятиями по ОПЗ и импульсному воздействию на пласт, разница между коэффициентами кратности прироста дебита по жидкости и нефти, при этом, также, наблюдается минимальная разница между показателями удельного прироста добычи жидкости и нефти, что позволяет говорить о том, что в большей степени реализация операций по ГРП приурочено к объектам, имеющим наименьшую степень обводненности, в ином случае, данное соотношение свидетельствует об уменьшении степени обводненности скважин при проведении ГРП, что может быть следствием улучшения условий дренирования воды в залежи.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гильмутдинов А.И. Совершенствование методов планирования геолого-технических мероприятий с учетом минимального рентабельного дебита скважин / А.И.Гильмутдинов, Л.А.Авдеева // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: Материалы VI Международной научно-практической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 103-105.
2. Пичугин, О.Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О.Н. Пичугин, Ю.З. Прокофьева, Д.М. Александров // Нефтепромысловое дело. - 2013. - №11. - С. 69.
3. Мордвинов В.А. и др. Выбор скважин для проведения мероприятий по интенсификации отборов нефти и повышения нефтеизвлечения // Проблемы

- нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: сб. докл. II науч.-практ. конф. Когалым. 2006. С. 233-239.
4. Ершов, А.В. Оценка эффективности методов интенсификации разведочных скважин на лицензионных участках группы «Газпром» в Западной Сибири / А.В. Ершов, Н.М. Залетова / Проблемы развития газовой промышленности Сибири: материалы XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. - Томск, 2012. - С. 20.
  5. Жантурин Ж.К., Канбетов А.Ш., Мусрепова А.Т. Методы оценки эффективности геолого-технических мероприятий // Universum: технические науки. 2020. №3.1 (72.1).
  6. Мишенин М.В. Современное состояние сырьевой базы и прогноз перспектив добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2016. №4.

УДК 661.721

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

*М.В. Омельченко*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская Федерация, [omelchenko.maria@mail.ru](mailto:omelchenko.maria@mail.ru)*

**Аннотация:** на месторождениях нефти и газа, а также на газоконденсатных месторождениях, возникает ряд осложнений в процессе добычи. Одним из них является образование газогидратов. Благодаря своим физико-химическим параметрам метанол объективно является распространённым и широко применяемым ингибитором при борьбе с гидратами.

**Ключевые слова:** газогидраты, осложнения, метанол, ингибитор, газовая промышленность.

Газогидратами можно назвать природный газ, который насыщен парами воды, при определенной температуре и высоком давлении способен образовывать твердые соединения с водой [3]. По внешнему виду представляют собой белую кристаллическую массу, которая похожа на снег или лед. Гидраты – это вещества, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Молекулы углеводородов удерживаются в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки с помощью Ван-дер-Ваальсовских сил притяжения. Газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в стволе скважины из-за медленного прогрева и низких температур на устье скважины; в призабойной зоне, в системах подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах [1]. На процесс образования влияют: температура газа на забое скважины; производительность газовой скважины; диаметр фонтанных труб.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Традиционным методом ликвидации гидратоотложений является закачка ингибитора гидратообразования. В данной работе в качестве ингибитора выбран метанол. Ингибитор гидратообразования вводят централизованно в поток газа перед участками возможного гидратообразования, в результате чего снижается давление паров воды над ее поверхностью и уменьшается равновесная температура гидратообразования, что приводит к постепенному разложению гидратов.

Положительным аспектом выбора метанола как ингибитора гидратообразования в сложных условиях газовых и газоконденсатных месторождений является:

-относительно низкая стоимость по сравнению с другими ингибиторами; наивысшая антигидратная активность среди известных ингибиторов, сохраняющаяся даже при низких температурах; некоррозионность;

- наличие достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов [4].

Однако использование ингибиторов на основе метанола имеет ряд серьезных недостатков, к которым относятся:

-возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и как следствие выпадение солей;

-высокая пожароопасность;

-токсичность паров и непосредственное попадание на кожные покровы [2,5].

В качестве заключения можно сказать, что метанол является проверенным и надежный ингибитором гидратообразования, но имеет относительно высокую стоимость, также является чрезвычайно ядовитым и поэтому очень важно соблюдать требования техники безопасности. Метанол как минимум один раз в три месяца должен проверяться на пахучесть и цвет ответственным лицом, также ввод метанола должен осуществляться по закрытой системе дозировочными или передвижными насосами.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Яркеева Н.Р., Тасмуханов Т.А., Анализ опытно-промышленных испытаний по борьбе с гидратообразованиями на примере газоконденсатного месторождения в республике Казахстан, Нефтегазовое дело.2019.Т.17.№4.С.72-79;
2. Галкова А.Ф., Яркеева Н.Р., Анализ отложений неорганических солей сбора НСП «Б», ДНС-5-«А», Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.2019.Т.330.№7.С.123-129;
3. Якупов Р.Р., Яркеева Н.Р., Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, Нефтегазовое дело.2018.Т.16№3.С.41-49;



# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4. Яркеева Н.Р., Акрамов Т.Ф., К вопросу о методах борьбы с гидратообразованием (на примере Уренгойского месторождения), Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.2019.№1(117).С.37-44;
5. Насыров Э.А., Яркеева Н.Р., Предотвращение солеотложений в скважинах на месторождениях компании ООО «Лукойл-Западная Сибирь».

УДК 662.69

## ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКОПОЛИМЕРНОЙ МОБИЛЬНОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ (ГПМТС) В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДНЫМ ЛИНИЯМ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*В.А. Селиванов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

**Аннотация:** авторами проведен анализ возможности замены высоконапорных стальных труб системы ППД на ГПМТС в условиях Западной Сибири.

**Ключевые слова:** ППД, мобильная ГПМТС, стальные трубы.

В настоящее время в районах Западной Сибири РФ действует протяженная и разветвленная система ППД, изготовленная из стальных труб, соединенных при помощи сварки. Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред, сроки службы металлических трубопроводов и оборудования значительно ниже утвержденных и в среднем составляют 10 лет вместо нормативного срока в 20 лет. Известно, что в настоящее время 85% всех отказов на трубопроводах происходит в результате коррозионных разрушений металла труб [1,2].

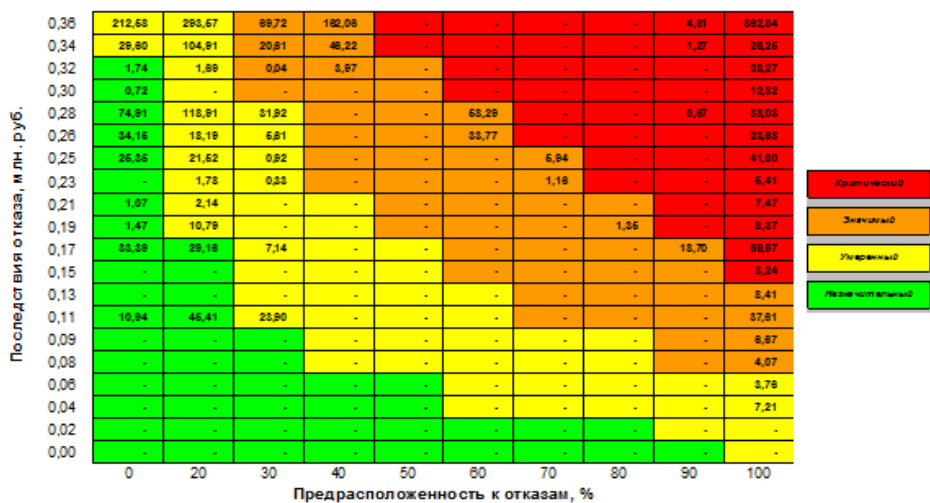


Рис.1. Последствия отказов трубопроводов

Отказ трубопровода подразумевает собой прекращение эксплуатации трубопровода вследствие разрушения одного или одновременно нескольких его элементов, последствия которого могут нанести значительный экономический и экологический ущерб, а в худшем случае – привести к гибели человека (рис.1).

В результате, нефтегазодобывающие управления за период эксплуатации месторождений производят многократную замену промысловых трубопроводов и оборудования, а это требует большого объема капитальных вложений, эксплуатационных расходов и существенных затрат времени и человеческих ресурсов. Поэтому представляло интерес рассмотреть альтернативные подходы к давно назревшей оптимизации существующих методов строительства, а соответственно и эксплуатации, трубопроводов с целью повышения общей эффективности и снижению временных и финансовых затрат.

Большим резервом в данном направлении является применение труб из полимерных материалов. И прежде всего это относится к высоконапорной системе ППД в районах Западной Сибири с ее агрессивной окружающей средой.

Значительные потери давления в трубопроводах ППД (до 15 атм/км), которые превышают расчетные в несколько раз в результате отложений продуктов коррозии и образующимися в процессе транспортировки жидкости осадками, давно стали обычным явлением в данном регионе (рис.2).



Рис.2. Типичное состояние стальных высоконапорных трубопроводов системы ППД

В результате, при давлении на КНС 160 атм, давление на ВРГ может снижаться до 60 атм.

Существующие на сегодняшний день методы борьбы с коррозией для трубопроводов до 40 атм:

- Ингибирование металлических труб;
- Внутреннее покрытие;
- Использование труб из неметаллических материалов;
- Гибкие полимерно-металлические трубы;

Для трубопроводов до 200 атм:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Для водоводов высокого давления (до 200 атм.) единственным методом защиты от коррозии в настоящее время является использование ингибиторов. Однако, данный вид защиты недостаточно эффективен и дорогостоящий;

- Внутренне покрытие для водоводов ППД не применяется, так как отсутствует надежный способ защиты сварного стыка для высокого давления;

- Проблема применения неметаллических труб для водоводов ППД до настоящего времени в Российской Федерации не полностью еще решена.

По – видимому, выходом из создавшегося положения является широкое внедрение гибких полимерно-армированных труб (рис.3) [3, 4].

Преимущества:

- Полное отсутствие коррозии;

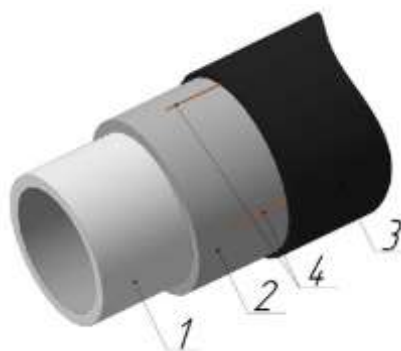


Рис.3. Строение гибких полимерно – армированных труб: 1 – внутренний герметизирующий слой; 2 – промежуточный армирующий слой из высокопрочных арамидных нитей; 3 – внешний защитный слой; 4 – антистатические провода.

- гладкая поверхность внутреннего канала (отсутствие отложений на внутренней поверхности), низкие потери на трение транспортируемой жидкости, устойчивость к истиранию;

- уменьшаются гидравлические потери (Низкая шероховатость внутренней поверхности);

- устойчивость к гидроударам (высокая прочность на осевое сдавливание/сжатие);

- низкий вес, оптимальная стоимость транспортировки;

- сокращение времени монтажа трубопровода в 5-7 (длина одного участка трубы до 150м) минимальные финансовые и трудозатраты;

- срок эксплуатации – 30 лет.

Ограничение: температура перекачиваемой среды до 80 градусов

Соединение труб между собой происходит благодаря муфте из нержавеющей стали с уплотнительными кольцами, обеспечивающими герметичность или при помощи сварки наконечников из нержавеющей стали (рис.4).



Рис.4. Обжимная муфта для ремонта дефектных мест в полевых условиях

Подобная технология строительства трубопроводов уже успешно функционирует в разных климатических районах, областях, в том числе и на больших расстояниях от крупных производственных комплексов.

Потенциал применения гибкополимерной мобильной трубопроводной системы в качестве замены металлических трубопроводов позволяет значительно снизить количество отказов на водоводах ППД и увеличить срок их эксплуатации, снизить потери давления в трубопроводной системе, тем самым увеличить давление на устье нагнетательных скважин.

Конструкция и материалы, из которых изготавливается ГПАТ, не наносят вред окружающей природной среде и здоровью человека. За счет нового способа монтажа, минимизируются работы повышенной опасности – огневые (свариваются только концевые стыки трубопровода). Длительный срок эксплуатации – 30 лет, снижение количества инцидентов, в результате – снижение разливов и нанесение ущерба окружающей среде. Снижение объема выхлопных газов за счет снижения времени работы автотранспорта при монтаже трубопроводов. Повышается безопасность труда для работников подрядных организаций и других заинтересованных сторон. Минимизируется влияние деятельности на природную среду, среду обитания человека и производственную среду. Сокращаются полные затраты за счет применения энергоэффективных технологий, оптимизации инфраструктуры, внедрения системы непрерывных улучшений. Реализуются долгосрочные программы внедрения инноваций и лучших практик, контролируя эффективность изменений в бизнес-процессах и их долгосрочных последствий. Повышается межремонтный период эксплуатации оборудования.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.И. Горюловский Состояние и перспективы развития трубопроводов России // Трубопроводы и экология. 2003, № 4. С.11 – 19.

2. Ю.А. Чирков Повреждения трубопроводов ОНГКМ и определение интенсивности их отказов // Территория нефтегаз. – 2008. № 12, с.46 – 49
3. Д.Ф. Каган Трубопроводы из пластмасс М.: Химия, 1980. 296 с.
4. ГОСТ Р 58097-2018 Трубы гибкие полимерные армированные с теплоизоляцией и соединительные детали к ним для тепло и водоснабжения. Общие технические условия. М. Стандартиздат. 2018

УДК 662.69

### ПРИМЕНЕНИЕ ПЛОСКОСВАРАЧИВАЕМОГО РУКАВА БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ АВАРИЙНЫХ И ПЛАНОВЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

*А.А. Ташлин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

*Аннотация:* авторами проведен анализ применения плоскосварачиваемого рукава большого диаметра при аварийных ремонтах на нефтепроводах.

*Ключевые слова:* плоскосварачиваемый рукав, ремонт трубопроводов, аварийные работы, нефтесбор.

Ежегодно на объектах трубопроводного транспорта возникают случаи, когда необходимо провести ремонт, замену дефектного участка трубопровода или реконструкцию действующей сети трубопроводов, а лупинги и резервные нитки на данных линиях отсутствуют.

В этом случае, при ремонте трубопроводов системы нефтесбора приходится останавливать нефтедобывающий фонд. При ремонте нефтесборов большого диаметра (ДУ 400 мм и выше), потери от остановки фонда могут достигать до 1000 т нефти, что существенно влияет на выполнение показателей бизнес плана организации и приводит к серьезным финансовым потерям от нереализованной нефти.

Обычно, для ремонта дефектов трубопроводов применяются следующие стандартные методы [1]:

- Вырезка дефектного участка, замена участка (с остановкой перекачки);
  - Применение технологии компании T.D. Williamson (замена дефектного участка без остановки перекачки);
  - Строительство параллельно проложенного трубопровода (байпасная линия).
- Все эти методы ремонта трубопроводов имеет существенные недостатки:
- Требуют полной остановки действующего добывающего фонда через дефектный участок трубопровода;
  - Занимают длительное время монтажа;
  - Требуют больших денежных затрат.

Поэтому представляло интерес проанализировать применение полимерного плоскосварачиваемого рукава большого диаметра (ДУ 300 мм) в качестве мобильной

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

байпасной линии, для ведения ремонтных работ без остановки или с частичным ограничением работы добывающего фонда с рабочим давлением до 1,6 МПа [2, 3].

Преимущества плосковсварачиваемого рукава большого диаметра (ДУ 300 мм):

- Высокая износостойкость;
- Сокращение времени монтажа;
- Минимальное количество трудозатрат;
- Скорость свертыwania и транспортировки;
- Малый вес;
- Высокая прочность на растяжение;
- Высокое рабочее давление.

В качестве примера рассмотрим применение плосковсварачиваемого рукава при ремонтных работах на сборном коллекторе одного из месторождений ОАО «Самаранефтегаз».

Мероприятия по ремонту 2-х дефектных участков нефтесбора направления к.1959 ф.530 мм приведены на рис.1.

С целью сокращения потерь применялся плосковсварачиваемый рукав Ду300мм. Методом холодной врезки была врезана вантузная задвижка Ду200 №179.1. и проложена временная байпасная линия до существующей вантузной задвижки Ду200 №779.

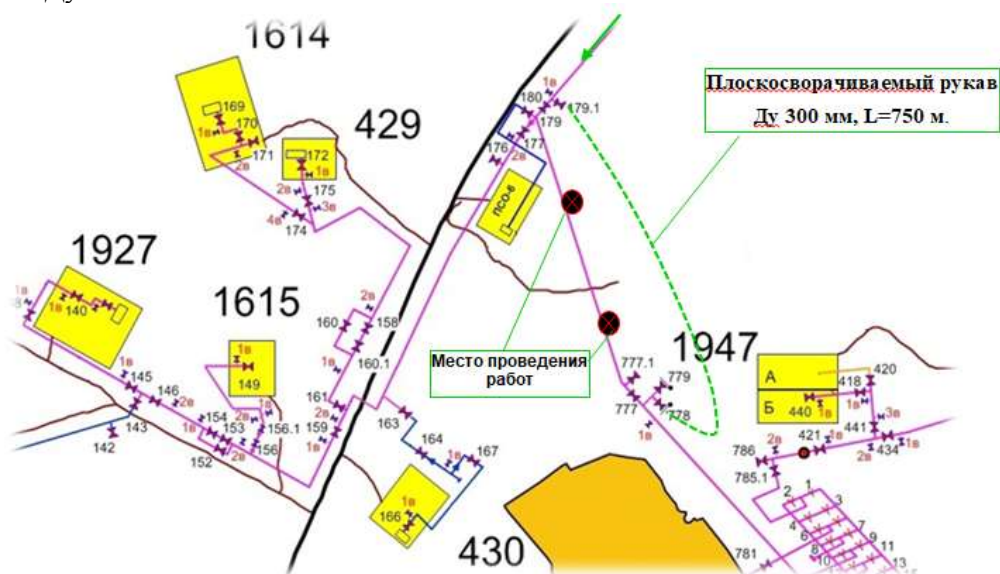


Рис.1. Схема применения плосковсварачиваемого рукава при ремонтных работах на сборном коллекторе

В результате, снижения трудозатрат, человеческих ресурсов и сохранении нефти в трубопроводе был получен экономический эффект.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филиппов В.В. Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура. Учебное пособие.- Самара, СамГТУ, 2012.- 66 с.



2. ГОСТ Р58714-2019. Трубопроводы из гибких плоскосторачиваемых рукавов. Общие технические условия. М. Стандартинформ, 2019.
3. Волков О.Е., Корнев В.А., Колесников А.А. Перспективные рукава для технических средств перекачки горючего // Наука, техника и образование, 2015, № 7(13), с.8.

УДК 662.69

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ АСПО В ООО «ННК-ОРЕНБУРГНЕФТЕГАЗ»

*В.Г. Смаровоз, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

**Аннотация:** Проведен анализ методов очистки трубопроводов от АСПО в ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» на примере напорного нефтепровода «УПСВ Капоровская - УПН Красноярская» с целью повышения эффективности очистки.

**Ключевые слова:** АСПО, ингибитор, механическая очистка, термическая очистка, гелевые композиции.

На сегодняшний день на месторождениях ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» Оренбургской области Бугурусланского района особенно актуальна проблема загрязнений промысловых трубопроводов асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

При транспортировке нефти по внутрипромысловым нефтепроводам на стенках происходит формирование асфальтосмолопарафиновых отложений. Они уменьшают «живое» рабочее сечение трубопровода тем самым ухудшая его пропускную способность и качество транспортируемого продукта, за счет попадания отложений в продукт, что в конечном итоге обуславливает рост удельных энергозатрат на транспорт нефти. В зависимости от состава и процентного содержания твердых углеводородов прочность пристенных скоплений значительно разнится [1, 2].

Одним из наиболее эффективных способов уменьшения гидравлического сопротивления трубопроводов является очистка его внутренней полости тем или иным способом.

Наиболее известным из них является запуск очистного устройства [3]. Но в большинстве случаев несущая способность действующих в настоящее время нефтепроводов ослаблена настолько, что создание дополнительного перепада давления, необходимого для вытеснения жесткого разделительного устройства, способно разрушить трубопровод. Кроме того, существующие трубопроводные системы отличаются наличием большого количества местных сопротивлений и переходов на различные диаметры, что в большинстве делает невозможной очистку этих систем без вскрытия линейной части и извлечения очистного устройства.

Поэтому представляло интерес проанализировать исторически сложившуюся ситуацию и подобрать оптимальный метод, который будет эффективным и экономически целесообразным.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрим текущее состояние выбранного напорного трубопровода Бугурусланского района «УПСВ Капровская - УПН Красноярская» (рис. 1). С УПСВ Карповская поступает нефть с обводненностью 2%, температурой 45 °С на выходе с УПСВ Карповская и 7 °С на входе в УПН Красноярская зимой, содержанием механических примесей до 0,05 %. Ингибитор АСПО не используется. Установлены пропарочные стояки, которые позволяют проводить термическую очистку. Термическая обработка производится в холодное время года в среднем раз в месяц с января по март с помощью передвижных парообразующих установок.

Камеры запуска и приема не установлены, диаметр изменяется по протяженности. Производить механическую очистку нет возможности.

Общая протяженность нефтепровода 35,630 км, диаметр варьируется от 159х6 до 273х8 мм, 1990 года ввода в эксплуатацию. Фактически толщина стенки на нижней образующей, местами достигает 2 мм. Толщина отложений доходит до 2 см.



Рис. 1. Текущее состояние напорного трубопровода «УПСВ Капровская - УПН Красноярская»

Борьба с отложениями в процессе транспортировки нефти ведется по двум основным направлениям: предупреждение и устранение уже образовавшихся отложений [4]. На рис. 2 представлены основные методы борьбы с АСПО.



Рис. 2. Схема основных методов борьбы с АСПО

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Программа по удалению парафинов со стенок трубопроводов должна содержать комплексное использование средств очистки, так как ни один из рассматриваемых методов не может самостоятельно обеспечить то качество очистки, которым обладает комплексная программа [5]. Схема комплексной депарафинизации нефтепроводов представлена на рис.3.

При очистке участков трубопроводов, не оборудованных камерами запуска и приема очистных устройств, а также участков нефтепроводов с переменным диаметром целесообразно применение гелевых композиций, которые раньше не применялись в организации.

Преимущественные свойства, которыми обладают гели [6]:

- псевдопластичность;
- вязкоупругость;
- способность к самовосстановлению формы (без разрушения);
- легкая проходимость через местные сопротивления, восстанавливая свою форму и свойства до первоначальных;
- полное перекрытие сечения трубопровода;
- предотвращают смешивание разделяемых жидкостей;
- имеют высокую адгезионную способность к загрязнениям;
- относительная дешевизна проведения работ [7].

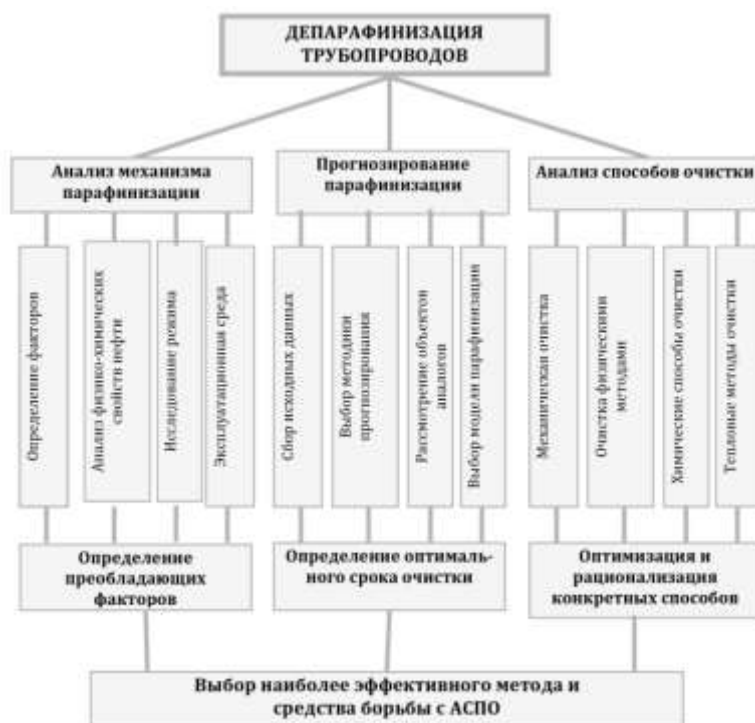


Рис. 3. Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов

В виду разнообразия методов борьбы с АСПО необходимо провести анализ, с помощью которого будет выявлен самый оптимальный метод. Также необходимо

рассмотреть применение нескольких методов одновременно, то есть комплексный метод депарафинизации.

Примеры очисток:

1. *Очистка гелевым поршнем.* В качестве примера использования очистки гелевым поршнем рассматриваются результаты очистки напорного нефтепровода «Салават-Уфа» диаметром 500 мм и протяженностью 174 км накануне его капитального ремонта, потребовавшего провести предварительную очистку внутренней полости, вытеснить нефтепродукт и заполнить НПП водой. Максимальное уменьшение проходного сечения составляло 50%. Вытеснение механических отложений и водяных скоплений производилось в резервуары-отстойники ЛПДС «Черкассы». В результате очистки было вытеснено 126т грязи и разнообразных механических отложений (в пересчете на сухой вес) и 580м<sup>3</sup> воды. После проведения очистки давление в трубопроводе снизилось на 15 кгс/см<sup>2</sup>.

Использование очистных гелевых поршней позволяет максимально эффективно очищать НПП и удалять большие количества отложений в нем. Универсальность применения гелевой композиции для трубопроводов различных диаметров, без вреда для внутреннего состояния НПП, что наиболее существенно для труб с большим сроком эксплуатирования. Экономическая выгода данного метода по сравнению с механическим способом очистки, составляет в среднем 2 раза. Схема очистки гелевым поршнем представлена на рис. 4.

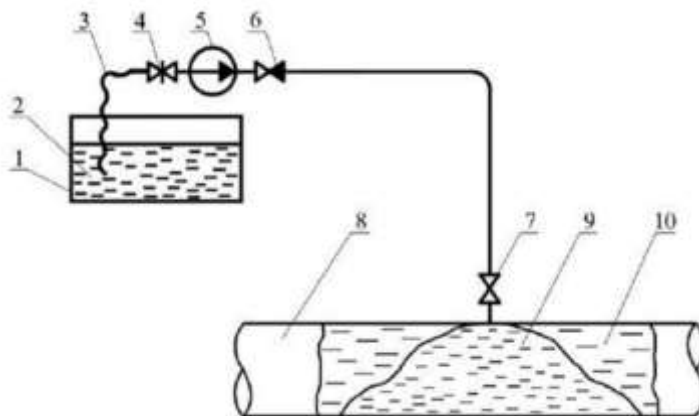


Рис. 4. Схема очистки гелевым поршнем с подключенным оборудованием

2. *Тепловая очистка горячим паром.* В качестве примера использования очистки горячим паром рассматриваются результаты очистки напорного нефтепровода «УПСВ Капrowsкая - УПН Красноярская» диаметром 159х6-219х8 мм и протяженностью 35,630 км, необходимой для удаления АСПО с внутренней полости трубопровода. Максимальное уменьшение проходного сечения составляло 40%. Вытеснение механических отложений и водяных скоплений производилось в резервуары-отстойники УПН «Карповская». В результате очистки давление в начальной точке напорного нефтепровода снизилось с 19 до 4 кгс/см<sup>2</sup> на.

По сравнению с механическим, данный способ очистки дороже в несколько раз. Схема тепловой очистки горячим паром представлена на рис. 5.

3. *Механическая очистка полиуретановым поршнем.* В качестве примера рассмотрим результаты проведения механической очистки напорного нефтепровода

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«УПСВ Графская - УПСВ Тарханская» от ПК 131+45 до ПК 323+48 диаметром 273x8 мм. Максимальное уменьшение проходного сечения составляло 40%. Вытеснение механических отложений и водяных скоплений производилось в подземную емкость на камере приема очистных устройств на пикете ПК 323+48. Продуктами очистки является АСПО в количестве 30 кг. Время прохождения очистного устройства Семигор 4Д1М составило 8 часов. В результате очистки давление в начальной точке напорного нефтепровода снизилось с 26 до 16 кгс/см<sup>2</sup>.

*Вывод:* при проведении анализа методов очистки трубопроводов от АСПО в ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» были рассмотрены механический, химический и тепловой методы. При достаточно высокой эффективности очистки у всех трех методов самым экономически выгодным оказался химический метод с использованием гелевого поршня.

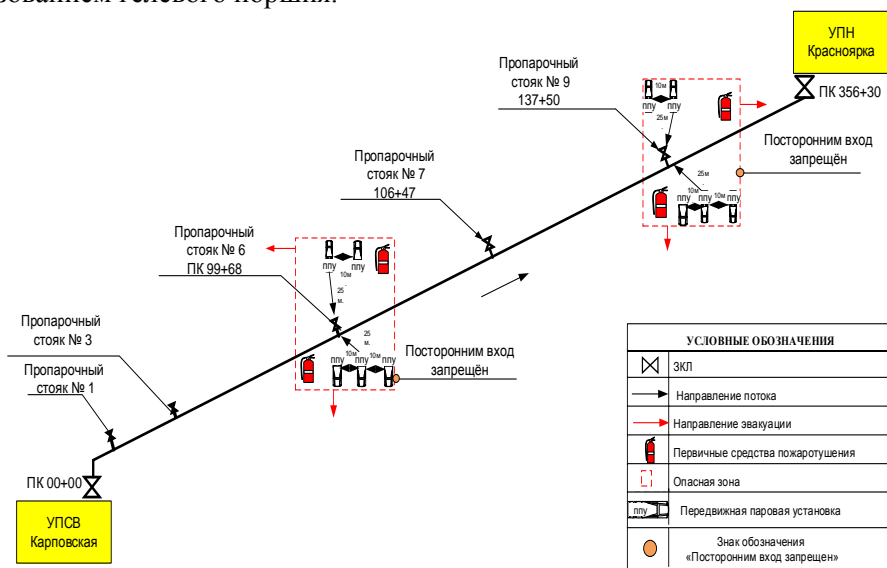


Рис. 5. Схема тепловой обработки нефтепровода УПСВ Карповская – УПН Красноярская

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Арменский, Е. А.* К вопросу изменения «живого» сечения нефтепроводов [Текст] / Е. А. Арменский // *Транспортировка нефти и газа в условиях Севера.* – 1996. – вып. 56. – С. 10-35.
2. *Афанасьев, С. В., Махлай, С. В.* Карбамидоформальдегидный концентрат [Текст]: Технология. Переработка. Монография. – Самара: издво СНИЦ РАН, 2012. – 298 с.
3. *Новоселов, В. Ф.* Нефтепроводный транспорт нефти и газа [Текст]: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 2001. – 93 с.
4. *Кравченко, И. Н.* Разработка мероприятий по борьбе с парафиновыми отложениями на магистральном нефтепроводе Туймаза [Текст] / И. Н. Кравченко, Ш. Н. Ахатов. – Уфа, 1956. – №27.
5. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Требования к санитарному ограничению содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Текст]. – Введ. 1977-01-04 – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1977, – 25с.

6. [<http://www.delta-prom.net/servis8.html>].

7. El Hajj, H., Pal, O., Zoghbi, B. Compositional analysis and treatment of oilfield scales. Halliburton, United States, August 2009, p. 44.

УДК 662.276

## СТАБИЛИЗАЦИЯ ТРЕХФАЗНОГО ПОТОКА ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НА ИМИЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Д.Е. Левкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

**Аннотация:** авторами проанализирована эффективность стабилизации трехфазного потока при трубопроводном транспорте продукции скважин на Имилорском месторождении с помощью двухвинтовых мультифазных насосов

**Ключевые слова:** скважинная продукция, трехфазный поток, мультифазный насос, стабилизация.

В процессе транспортировки скважинной продукции на прямолинейных длинных участках газожидкостная смесь расслаивается, что негативно влияет на процесс перекачки и состояние трубопровода.

Для предотвращения разделения трехфазного потока на слои используют разные методы, которые либо дорогостоящие, либо теряют свою эффективность при больших расстояниях [1, 2].

На Имилорском месторождении для предотвращения разделения потока на слои применяются двухвинтовые мультифазные насосы. Но они себя не оправдывают, так как не удается надолго и надежно стабилизировать трехфазный поток.

В связи с чем предлагается другой подход в решении данной проблемы.

Действующая схема [3] представлена на рис.1.

В состав мультифазной насосной станции Имилорского месторождения входит три насосных модуля:

- трехблочный насосный модуль (насосный блок-бокс №1) с установленными с многофазными насосами типа Rosscor MR 250-II 183-1090 (включены в параллель);

- двухблочный насосный модуль (насосный блок-бокс №2) с насосами типа Vornemann MPC 268-76 (включены в параллель);

- трехблочный насосный модуль (насосный блок-бокс №3) с установленными с многофазными насосами типа Vornemann MPC 268-76 (включены в параллель)

Насосный блок-бокс №1 является основным, а блоки №2, 3 являются горячим резервом.

Газожидкостная смесь с кустовых площадок Имилорского, Западно-Имилорского месторождений по нефтегазосборному трубопроводу Ду400 при давлении до 1,5 МПа и температуре от плюс 20 °С до плюс 40 °С поступает на площадку мультифазной насосной станции. Регулирующий клапан, работающий по принципу «за собой», установленный на линии входа газодонефтяной эмульсии в многофазные насосы, поддерживает рабочее давление до 1,5 МПа и защищает насосы от импульсных скачков давления. На входе перед МНС установлен блок фильтров (БФ1) грубой очистки (в блоке: один рабочий и один резервный фильтр)

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

для защиты насосов от повышенного содержания механических примесей. Газожидкостная смесь подается в блок фильтров БФ1 и далее в приемный коллектор насосного блока №1,2,3.

В приемном коллекторе насосного блока №1,2,3 происходит равномерное распределение газожидкостной смеси и дальнейшая ее подача на прием многофазных насосов. После насосов, газожидкостная смесь под давлением не более 4 МПа и температурой не более плюс 70 °С направляется в линию напорного трубопровода для дальнейшей транспортировки по нефтесборному трубопроводу 426x8 L=26949м до ДНС-1 Северо-Кочевского месторождения, далее по трубопроводу 426x7 L=20507м совместно с нефтяной эмульсией от ДНС-1 до ДНС-7 Тевлинско-Русскинского месторождения.

В 2019 году началось строительство УПСВ с КНС на базе МНС, разделенное на 7 этапов. В апреле 2021 года завершилось строительство второго этапа. В июне 2021 года в эксплуатацию ввели первую ступень сепарации, отделяющая попутный газ от общей поступающей газожидкостной смеси. Отделившийся газ транспортируется по газопроводу до ДНС-7 Тевлинско-Русскинского месторождения, далее до Когалымской ГКС бескомпрессорным методом. Т.к. нефть на УПСВ будет дегазироваться и обезвоживаться, то отпадает необходимость в мультифазных насосах. В связи с этим, предлагается строительство и запуск в эксплуатацию блок-боксов (комплектная поставка) с тремя насосными агрегатами типа ЦНС-180-297 и необходимым оборудованием; вывод из эксплуатации первого, второго и третьего блок-боксов с мультифазными насосными агрегатами [4] (рис.2).

Замена насосных агрегатов позволит оптимизировать технологический процесс и уменьшить затраты на их ремонт и обслуживание. Для примера: стоимость капитального ремонта насоса типа Rosscor MR 250-II– 14 640 863 р., потребляемая мощность двигателя DNSL-400LX-04А насоса Rosscor - 710 кВт/ч.; тогда как стоимость капитального ремонта насоса типа ЦНС 180-270 – 3 658 426 р, потребляемая мощность двигателя ВАО2-450М4 насоса ЦНС 180-297 - 250 кВт/ч.

Для ремонта насосного агрегата типа Rosscor MR 250-II необходимы детали импортного производства, на заказ и доставку которых уходит 2-3 месяца. В следствии этого увеличивается простой оборудования.

В городе Когалым существует организация ООО «КНПО-Сервис» специализирующаяся на ремонте и изготовлении деталей для нефтепромыслового оборудования, в том числе и центробежных насосов. Заказ деталей для центробежного насоса в этой организации позволяет сократить стоимость и срок ремонта. Это существенно влияет на ведение непрерывного процесса производства, за счет уменьшения простоя оборудования, по сравнению с ремонтом насосного агрегата типа Rosscor.

После сепарации нефтяная эмульсия поступает в проектируемую насосную перекачку нефти. Нефть подается на прием насосов через фильтры для очистки от механических примесей. После насосов нефть направляется по существующему нефтесборному трубопроводу до ДНС-7 Тевлинско-Русскинского месторождения.

На выкидных линиях насосных агрегатов установлены обратный клапан, арматура с электроприводом, приборы измерения давления. Электрифицированные задвижки позволяют осуществлять автоматическое и дистанционное управление отключение нефтепроводов, осуществлять запуск насосного агрегата «на закрытую задвижку».



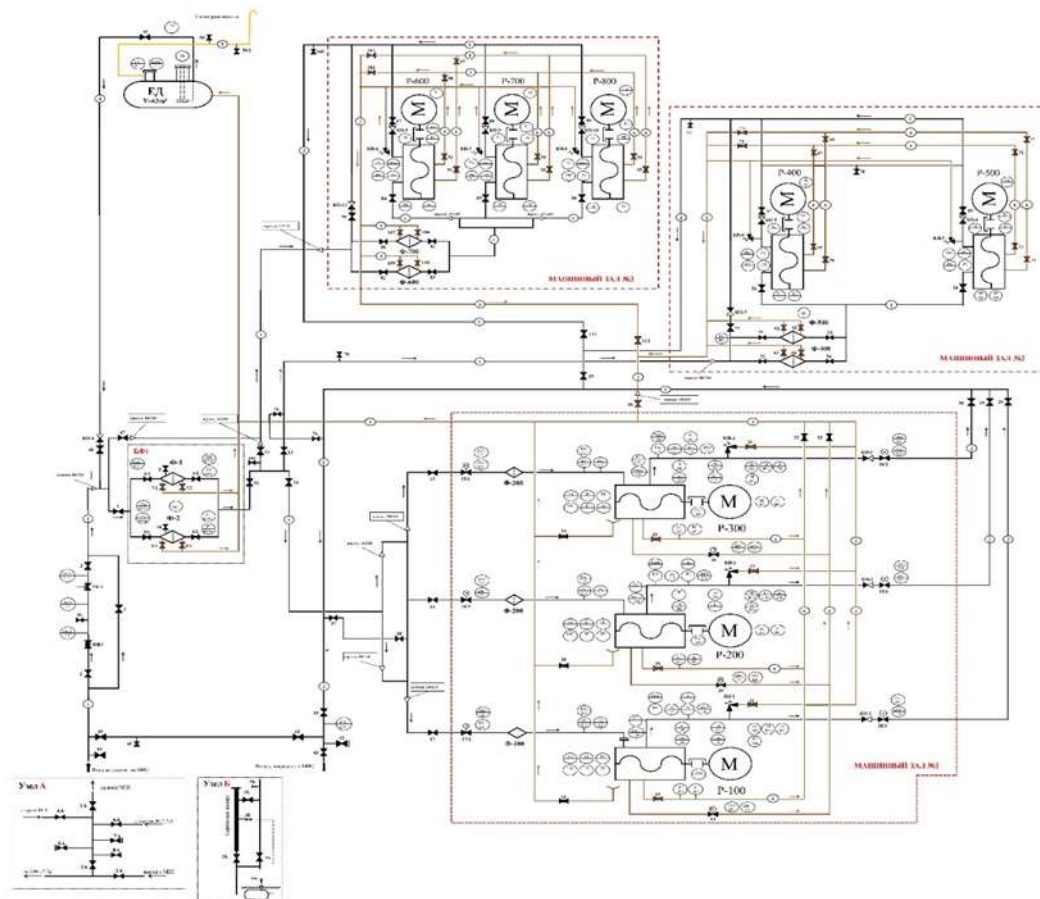


Рис.1. Действующая технологическая схема мультифазной насосной станции Имилдоского месторождения



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Центробежные насосные агрегаты ЦНС 180-297 снабжены двойным торцевым уплотнением и оснащены системами контроля и сигнализации утечки уплотняющей жидкости, а также системами контроля за состоянием подшипников по температуре с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельных значений. Насосы снабжены частотно-регулируемыми приводами. Электродвигатели насосов выполнены во взрывозащищенном исполнении. Схема обвязки насосных агрегатов – параллельная.

Опционально предусмотрена подача нефти на автоматизированную систему верхнего налива нефти.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борис А.А., Лягов А.В. Определение режима течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды Арланской группы месторождений ОАО «АНК Башнефть» // Нефтегазовое дело.- 2012.- № 2 – с. 66 - 78.
2. Ушаева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Гаврилов А.А. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: Учебное пособие. Томский политехнический университет.- 2-е издание, Томск: из-во Томского политехнического университета, 2013.- 128 с.
3. Проект № К-2167 Мультифазная насосная станция. ООО «КогалымНИПИНефть», 2014
4. Проект № К-2613 Строительство УПСВ Имилорского месторождения. «КогалымНИПИНефть», 2019

УДК 665.62

### ОБУСТРОЙСТВО ТАЗОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО – НЕНЕЦКОГО АО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

*А.С. Ерофеева\*, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.В. Алекина*

*\*СамГТУ, СамНИПИ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

**Аннотация:** авторами проанализированы варианты обустройства Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения Ямало – Ненецкого АО, даны рекомендации.

**Ключевые слова:** нефтегазоконденсатное месторождение, обустройство, система сбора.

Промысловое обустройство месторождений – это сложный комплекс инженерно-технических сооружений и коммуникаций, включающих: скважины, системы сбора и транспорта, замерные и сепарационные установки, центральные пункты сбора с объектами подготовки нефти, газа и воды до требуемых кондиций, объекты водо- и теплоэнергоснабжений, автомобильные дороги и ряд других объектов строительства [1].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При проектировании систем сбора, подготовки и транспорта необходимо учитывать, что основной особенностью разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений является добыча нефти из нефтяных оторочек с последующим отбором газа. Разработка таких месторождений является крайне сложной задачей, так как неизбежно возникают проблемы, связанные с прорывами газа из шапки.

Поэтому представляло интерес рассмотреть варианты обустройства кустов Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения и выбрать наиболее подходящий.

Нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Добыча продукции будет осуществляться из газонефтяной залежи пласта ПК1, приуроченной к сеноманским отложениям покурской свиты. Добываемая нефть очень тяжелая, высоковязкая, малосернистая, малопарафинистая, смолистая. Показатель газового фактора варьируется в пределах 1910,2 – 18798,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

К особенностям обустройства данного нефтегазоконденсатного месторождения с высоким газовым фактором относятся: высокие устьевые давления до 11,6 МПа; выпадение гидратов в стволах скважин, на устьях – в выкидных трубопроводах; необходимость подачи ингибитора гидратообразования; наличие пробкового режима в выкидных и сборных трубопроводах.

Для обустройства кустов добывающих нефтяных скважин №№4,6,7 рассмотрены три основных варианта [2, 3].

Вариант 1. Продукция скважин транспортируется по двухтрубной системе сбора для снижения рисков возникновения пульсаций. Один из коллекторов используется для сбора газожидкостной смеси со скважин на УПНГ при газовом факторе  $\Gamma_{\phi} < 1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , второй коллектор для транспорта продукции скважин на УПНГ при  $\Gamma_{\phi} > 1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Для контроля газосодержания отдельной скважины продукция направляется на замерные установки. Расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 6,3 МПа. Для защиты от коррозии предусматривается блок дозирования реагента (БДР). Схема двухтрубной системы представлена на рисунке 1.

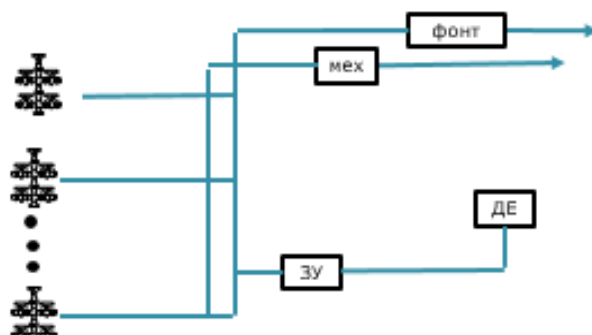


Рис. 1. Схема обвязки куста по первому варианту

Добываемая продукция скважин под давлением поступает в выкидной трубопровод, а затем в общий эксплуатационный коллектор. На выкидных трубопроводах, на выходе с фонтанной арматуры, от каждой скважины установлены

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

дроссели регулирующие, обеспечивающие равные давления в эксплуатационном коллекторе. Появляется необходимость в подаче ингибитора гидратообразования в скважины. Для этого к каждой кустовой площадке от УПНГ прокладывается реагентопровод DN50 с расчетным давлением 12,5 МПа. В качестве реагента используется метанол. В случаях повышения давления свыше 6,3 МПа из-за газопроявления в скважине или порыва трубопровода и падения давления до 1,0 МПа, после дресселя установлен механический клапан-отсекатель с электромагнитным дублиром.

На каждом реагентопроводе, подающем ингибитор гидратообразования на отдельную скважину, предусматривается расходомер и регулятор расхода, которые позволяют контролировать количество и регулировать расход реагента на скважину.

В качестве замерной установки (ИЗУ) рекомендовано использование многофазного расходомера, который позволяет производить замеры продукции как с высокой вязкостью (до 1000 сПз), так и с большим содержанием газа.

Для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики нефтепровода и контроля за техническим состоянием, предусмотрены камеры запуска средств очистки и диагностики (СОД). Дренаж и выход с газовоздушных линий камер запуска производится в дренажную емкость. Также, она предназначена для опорожнения ИЗУ, БДР.

Вариант №2. Аналогичен варианту №1. Основным отличием является то, что подача метанола к устьям скважин производится блоком дозирования реагента, располагающимся на кусте скважин. В БДР будет перегородка для двух реагентов (метанол и ингибитор коррозии).

Вариант №3. Так же, как и в варианте №1, добываемая продукция транспортируется по двухтрубной системе с подачей ингибитора гидратообразования к каждой кустовой площадке с УПНГ.

Основным отличием является предохранительный клапан на замерном и эксплуатационном коллекторах, сброс с которого производится на горизонтальную факельную установку. Он настроен на давление срабатывания 6,3 МПа, обеспечивая защиту системы сбора от превышения давления, если не сработает клапан—отсекатель. Давление до клапана-отсекателя составляет 12,5 МПа, после – 6,3 МПа. В связи с невозможностью применения серийных ГФУ из-за приёма многофазного потока, с наличием высоковязкой нефти и большого количества газа, перед ГФУ предусматривается нефтегазовый сепаратор (ФС), чтобы отделить жидкость в газе. Перед ФС предусмотрен регулирующий клапан, который расположен на трубопроводе продувки скважин и регулирует давление с 12,5 МПа до 1,8 МПа.

Принципиальная технологическая схема обустройства куста нефтяных скважин по варианту №3 представлена на рисунке 2.

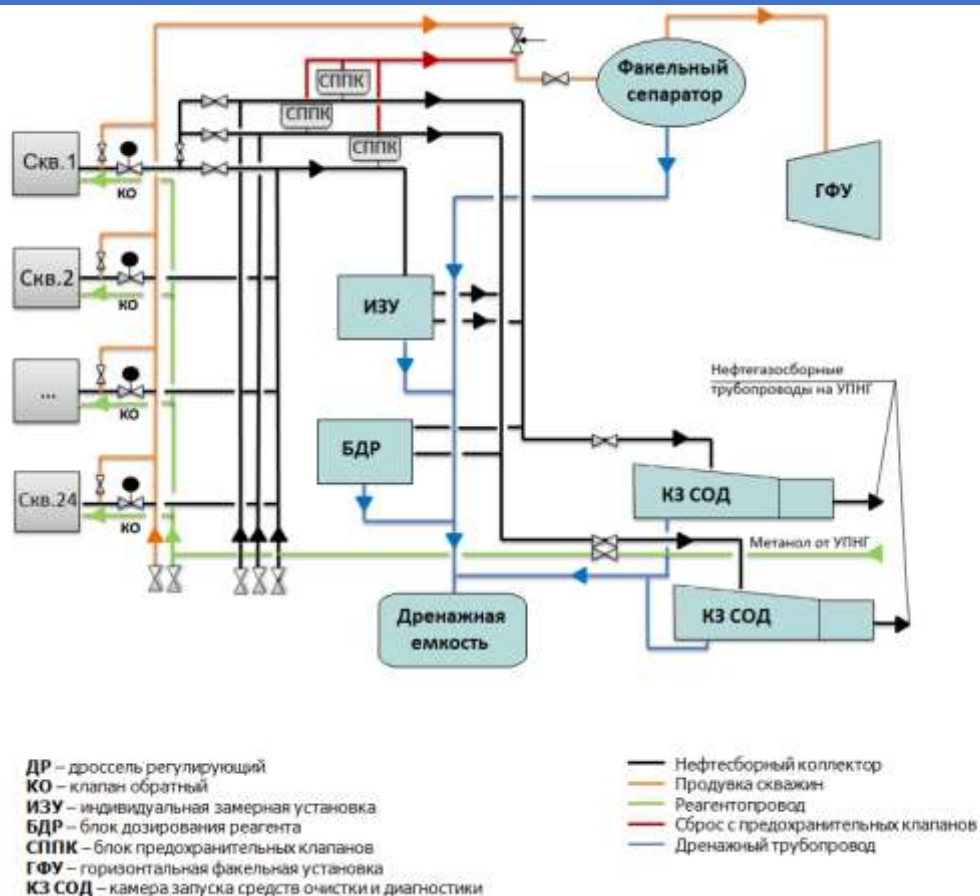


Рис. 3. Схема обвязки куста по третьему варианту

На кустах добывающих нефтяных скважин №№4,6,7 для снижения рисков возникновения пульсаций при транспортировке нефтегазовой смеси, предлагается двухтрубная система добычи. При механизированном способе добычи используется один общий коллектор для сбора и транспорта водонефтегазовой эмульсии со скважин куста с низким содержанием газа (менее  $1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ). Второй коллектор используется для транспортировки водонефтяной эмульсии с высоким содержанием газа при фонтанном способе добычи.

В обвязке скважины после арматуры с электроприводом на трубопроводе подачи продукции в эксплуатационный коллектор размещаются две запорные арматуры с ручным приводом: первая - направляет нефтяную смесь по одному из коллекторов, вторая – направляет прорвавшийся газ из шапки. Данная система позволяет разделять потоки, и выбирать, какой трубопровод будет работать в данный момент времени. После обвязки скважин, продукция направляется на ИЗУ, нефтесборные трубопроводы направляются к выходу с куста для дальнейшей транспортировки.

В обвязке устьев нефтяных скважин предусмотрен дроссель регулирующий, установленный после фонтанной арматуры, обеспечивающий давление в выкидном трубопроводе в рабочих пределах. При отказе дросселя регулирующего и



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

возникновении аварийного давления до клапана-отсекателя происходит автоматическое закрытие клапана-отсекателя. На общем сборном коллекторе предусмотрен блок предохранительных клапанов. В случае аварийного сброса газ направляется на ГФУ. Для отделения жидкости в газе, направляемом на ГФУ, предусматривается нефтегазовый сепаратор. На вход ФС предусматривается подача газа с трубопровода продувки скважин и трубопровода сброса с предохранительного клапана (СППК).

Из рассмотренных вариантов рекомендуется вариант №3, так как данные решения по обустройству нефтяных кустов с высоким газовым фактором обеспечат безопасную эксплуатацию объектов, снижение рисков разрушения и порыва трубопровода, а также обустройство и эксплуатацию как нефтяной, так и газовой части месторождения, отвечающую всем правилам безопасности.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Каспарьянц К.С.* «Проектирование обустройства нефтяных месторождений», стр.101, изд. ПО «САМБЕН», Самара, 1994 г.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
3. СТО Газпром 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.

УДК 665.62

### РЕКОНСТРУКЦИЯ УПСВ-3 ЗАПАДНО - ХОСЕДАЮКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО – НЕНЕЦКОГО АО

*А.А. Бородина* \*, *Ю.П. Борисевич*, *Н.Ю. Хохлова*, *В.В. Алекина*

*\*СамГТУ, СамНИПИ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

**Аннотация:** проанализирована работа УПСВ-3 Западно – Хоседаюкского месторождения Ямало – Ненецкого АО. Предложены варианты реконструкции установки.

**Ключевые слова:** УПСВ, анализ работы, реконструкция.

Проблема транспортирования высоко обводненной продукции скважин на большие расстояния крайне актуальна в настоящее время ибо все большее количество месторождений достигают критических показателей обводненности и нагрузка на установки предварительного сброса воды (УПСВ) начинает существенно превышать проектные показатели. Это приводит к необходимости пересмотра технологических процессов по обезвоживанию добываемой нефти или полной реконструкции действующих объектов.

Поэтому представляло интерес проанализировать работу УПСВ-3 Западно - Хоседаюкского месторождения, расположенную в Ямало-Ненецком АО и не справляющуюся с возложенными на неё задачами.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УПСВ (рис.1) предназначена для обезвоживания продукции, поступающей с группы месторождений, до остаточного содержания воды не более 10% об, согласно технологическому регламенту.

УПСВ была введена в строй в 2015 году в результате реконструкции существовавшей до неё ДНС.

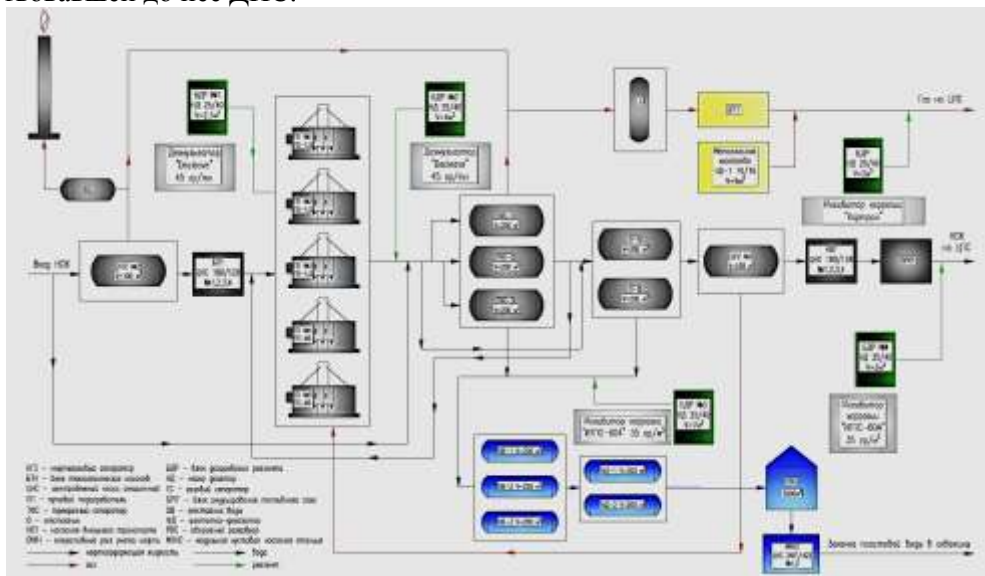


Рис.1. Технологическая схема УПСВ-3

Продукция скважин с нескольких месторождений через входную гребенку поступает в НГС для первичной сепарации, после чего с помощью трех насосов прокачивается через пять путевых подогревателей, в которых подогревается до  $50^{\circ}\text{C}$  и после добавки деэмульгатора направляется в три ТФС для первичного отстоя воды и дальнейшего разгазирования. Затем частично обезвоженная нефть подается в два аппарата ОГ для окончательного отделения воды и после конечного НГС насосами внешней откачки через расходомер направляется на ЦПС после добавки ингибитора коррозии.

Вся отделившаяся в ТФС, ОГ и НГС вода после добавки ингибитора коррозии проходит три водяных отстойника ОБ для улавливания оставшейся нефти и после окончательной очистки в двух флотаторах накапливается в РВС-5000 откуда и откачивается в систему ППД и поглощения. Вся уловленная в ОБ, флотаторах и РВС нефть собирается в емкости E-1 и периодически откачивается на вход установки. Механические примеси из РВС периодически захороняются.

Весь газ из НГС, ТФС и конечного НГС через газовый сепаратор КС после добавки метанола направляется на ЦПС, в аварийных случаях сжигаясь на факеле.

Расчет основного оборудования, выполненный по методикам [1, 2], показал недостаточную пропускную способность входных сооружений НГС (требуется до  $300\text{ м}^3$  дополнительного объема) и недостаточную тепловую производительность печей (требуется 15 МВт дополнительной мощности).

Рассмотрим два варианта решения проблемы.

Вариант 1. (Рис.2). В этом случае количество входных НГС увеличено в два раза с одновременным увеличением их объема также в два раза, количество путевых

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

подогревателей доведено до девяти, а в технологической насосной добавляется два дополнительных насоса с теми же характеристиками.

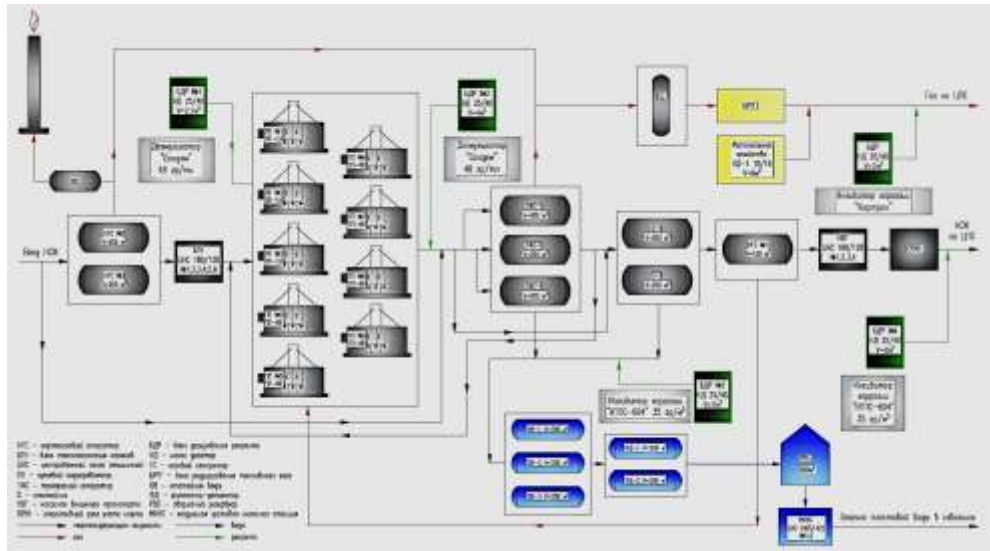


Рис.2. Реконструированная по первому варианту технологическая схема УПСВ-3

Вариант 2. (Рис.3). В этом случае количество входных НГС также увеличено в два раза с одновременным увеличением их объема также в два раза, количество путей подогревателей доведено только до восьми, но с увеличением конечной температуры нагрева с 50 до 55 °С, количество ТФС доведено до пяти, количество концевых НГС до двух, а в технологической насосной добавляется только один дополнительный насос с теми же характеристиками.

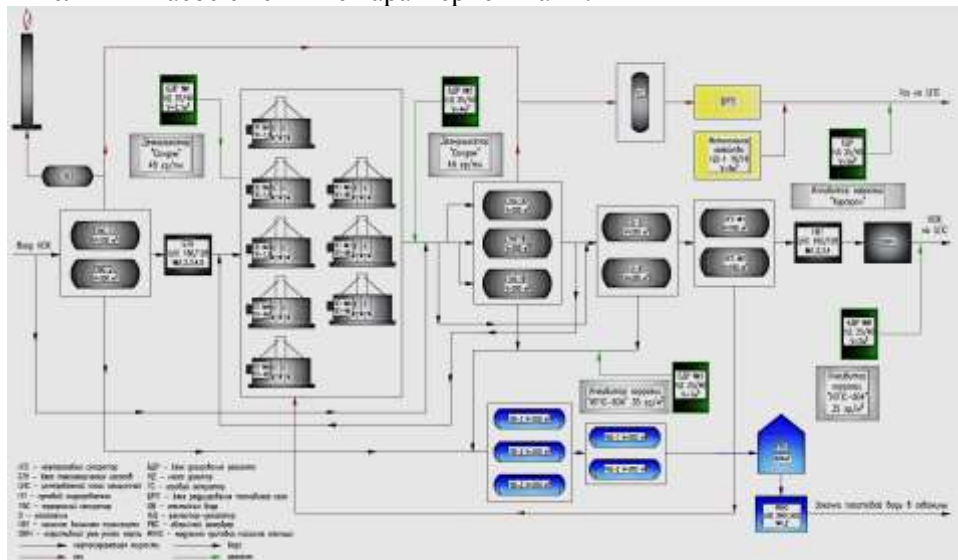


Рис.3. Реконструированная по второму варианту технологическая схема УПСВ-3

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотренные варианты реконструкции практически равноценны.

Была также сделана попытка согласно [3] подобрать для данной установке более эффективный деэмульгатор.

Результаты работы приведены в табл.1., на основании которых были проведены ОПИ и был рекомендован деэмульгатор «Сондем».

*Таблица 1.*

Результаты анализа пробы с входа УПСВ-3

Температура проведения испытания, °С	Время проведения испытания, мин	Наименование деэмульгатора		
		Decleave	Сондем	СНПХ
		Объемная доля отделенной воды, %	Объемная доля отделенной воды, %	Объемная доля отделенной воды, %
35,0	40	0,0	8,0	9,0
	50	5,0	12,0	12,0
	60	6,0	14,0	15,0
40,0	40	9,0	19,0	12,0
	50	12,0	23,0	16,0
	60	14,0	26,0	16,0
45,0	40	12,0	19,0	22,0
	50	14,0	27,0	23,0
	60	20,0	28,0	24,0
50,0	40	18,0	27,0	20,0
	50	20,0	28,0	21,0
	60	28,0	31,0	23,0
55,0	40	15,0	21,0	23,0
	50	17,0	27,0	24,0
	60	23,0	30,0	24,0
60,0	40	22,0	31,0	13,0
	50	24,0	32,0	15,0
	60	25,0	33,0	15,0

**Выводы:**

1. Установленное на УПСВ-3 оборудование не справляется с поставленными задачами.
2. Были рассмотрены два варианта модернизации работы УПСВ, в которых предлагается установка нового оборудования и переобвязка старого.
3. По результатам лабораторных исследований предложены более подходящие марки деэмульгаторов и проведены опытно-промышленные исследования.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, О.В. Фоминых. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважиной продукции. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010
2. РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990. – 43 с.
3. Методические указания о порядке проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи, подготовки и транспорта нефти и газа № МТ рд-07.3-01 редакция 1.00.- АО «Зарубежнефть», 2017г.

**ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ Р<sub>1</sub> НА  
МЕСТОРОЖДЕНИИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ  
ОПЫТНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

*А.М. Зиновьев, А.А. Королева*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье авторы рассматривают и изучают результаты опытной (пробной) эксплуатации разведочной скважины залежи Р<sub>1</sub> на месторождении Оренбургской области, который позволит изучить режим работы скважины, оценить перспективы добычи нефти, определить добывные возможности пласта, изучить фильтрационно-емкостные свойства коллектора, эксплуатационные характеристики залежи нефти, что послужит основанием для подготовки технического проекта на разработку месторождения.

**Ключевые слова:** месторождение, структура, геофизические исследования, проектный документ, эксплуатация, нефть, система разработки

**Введение**

В нашей стране каждое месторождение вводится в разработку в соответствии с проектным документом, составленным специализированной научно-исследовательской организацией и предусматривающим ту систему разработки, которая с экономических и технологических позиций наиболее рациональна для данного месторождения с его геологофизическими особенностями.

**Актуальность**

Под системой разработки месторождения понимают совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих извлечение нефти, газа, конденсата и попутных компонентов из пластов и управление этим процессом.

В зависимости от количества продуктивных пластов, толщины, типов и фильтрационной характеристики коллекторов, глубины залегания каждого из продуктивных пластов, степени их гидродинамической сообщаемости и т.д. система разработки месторождения может предусматривать выделение в его геологическом разрезе одного, двух и более объектов разработки (эксплуатационных объектов). При выделении на месторождении двух или более объектов для каждого из них обосновывается своя система разработки. Будучи увязанными между собой, системы

разработки отдельных эксплуатационных объектов составляют рациональную систему разработки месторождения в целом.

Рациональной называют систему разработки, реализация которой обеспечивает потребности в нефти (газе) и возможно более полное извлечение из пластов нефти, газа, конденсата и полезных попутных компонентов при благоприятных экономических показателях.

Рациональная система разработки должна предусматривать соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, полный учет всех природных, производственных и экономических особенностей района, экономное использование природной энергии залежей, применение при необходимости методов искусственного воздействия на пласт.

### ***Постановка задачи***

На примере месторождения Оренбургской области, рассмотреть и изучить результат опытной (пробной) эксплуатации разведочной скважины залежи  $P_1$ .

### ***Теоретическая часть***

Результаты предоставлены в виде проекта, составленного на основании Правил разработки месторождений углеводородного сырья.

Основными геологическими задачами представляемого проектного документа являются:

- уточнение геолого-геофизических характеристик продуктивного пласта  $P_1$  кунгурского яруса пермской системы;
- определение режимов работы скважины и программы промысловых исследовательских работ;
- разработка перечня лабораторных и камеральных работ по определению компонентного состава пластового флюида и фильтрационных характеристик пласта;
- разработка схемы сбора и транспорта пластового флюида;
- обоснование технологии добычи и подбор нефтепромыслового оборудования;
- обоснование срока пробной эксплуатации скважины и расчет прогнозного дебита нефти;
- разработка мероприятий по безопасному ведению работ, связанных с использованием участка недр;
- разработка мероприятий по обеспечению требований в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности;
- определение условий необходимости и целесообразности консервации или ликвидации скважины по окончании ее пробной эксплуатации, а также работ по рекультивации земельного участка.

Итогом реализации проектируемых мероприятий станет комплекс собранной геологической, промысловой и статистической информации, достаточной для уточнения запасов углеводородного сырья залежи  $P_1$  кунгурского яруса нижнего



отдела пермской системы, а также выбор дальнейших мероприятий по разработке месторождения.

### *Практическая часть*

Собран и проанализирован геолого-геофизический материал, полученный при бурении, восстановлении из ликвидации и испытании разведочной скважины залежи  $P_1$  на месторождении Оренбургской области.

Анализ полученных данных о геологическом строении месторождения, характеристиках пласта-коллектора, комплексе выполненных геофизических исследований и результатах испытания и опробования, указывает на необходимость проведения пробной эксплуатации скважины на залежь пласта  $P_1$  кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы в течение одного календарного года.

Определен комплекс мероприятий, рекомендованных к реализации в процессе пробной эксплуатации скважины залежи  $P_1$ . Основными задачами пробной эксплуатации является уточнение информации о коллекторских характеристиках, добычных возможностях и свойствах флюидов, насыщающих резервуар залежи пласта  $P_1$ .

Рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и попутного газа. По результатам технического анализа, определен способ эксплуатации скважины, состав и качество требуемого оборудования. Выявлены основные факторы, обуславливающие осложнения в процессе эксплуатации и приведены методы их предупреждения, профилактики и борьбы с ними.

Особое внимание уделено мероприятиям по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, а также обеспечению требований в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. Приведена информация о работах по рекультивации земель, ликвидации или консервации скважины.

### *Заключение*

Анализ пробной эксплуатации разведочной скважины залежи  $P_1$  на месторождении Оренбургской области выполнен с целью сбора и изучения геолого-промысловых данных, которые позволят уточнить запасы УВ и подобрать оптимальную технологию и мероприятия для дальнейшей разработки залежи пласта  $P_1$ .

Срок проведения пробной эксплуатации скважины залежи  $P_1$  устанавливается на период 1 год с начала фактической эксплуатации.

Основные рекомендации:

- способ эксплуатации скважины – механизированный посредством ШГН;
- начальный дебит нефти – 10,3 т/сут. (11,5 м<sup>3</sup>/сут);
- извлечение нефти – 3,757 тыс. т, 4,181 тыс. м<sup>3</sup> жидкости;
- извлечение растворенного в нефти газа – 0,0544 млн. м<sup>3</sup>;
- проведение промыслово-геофизических исследований (учет текущей и накопленной добычи нефти, воды и попутного газа; определение текущих значений пластового, забойного, устьевого и затрубного

давлений; определение текущих физико-химических свойств добываемого пластового флюида, давления насыщения и объемного коэффициента нефти; определение текущих значений коэффициента продуктивности скважины).

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1;
2. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений;
3. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений;
4. РД 39-0148311-605-86. "Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов";
5. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и обработке нефтепромысловых трубопроводов;
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
7. СанПиН 2.1.7.1322-03;
8. Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом МПР № 356 от 14.06.2016 в последней редакции;
9. «Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья» утверждены приказом МПР от 08.07.2010 № 254;
10. Постановление Правительства Российской Федерации от 03 марта 2010 г. № 118 г. Москва: «Об утверждении Положения о подготовке согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».
11. Проект опытной (пробной) эксплуатации разведочной скважины залежи Р1 на месторождении Оренбургской области.

УДК: 622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА  
СКВАЖИНАХ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*И.Е. Лысенков<sup>1</sup>, А.Г. Зиганшин<sup>2</sup>, Р.А. Шаяхметов<sup>1</sup>, Г.А. Халилова<sup>1</sup>*

*<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»; <sup>2</sup>ООО «Крезол-Нефтесервис»*

*[LysenkovIE@bnipi.rosneft.ru](mailto:LysenkovIE@bnipi.rosneft.ru), [a.ziganshin@krezol.ru](mailto:a.ziganshin@krezol.ru)*

*[ShayakhmetovRA@bnipi.rosneft.ru](mailto:ShayakhmetovRA@bnipi.rosneft.ru), [KhalilovaGA@bnipi.rosneft.ru](mailto:KhalilovaGA@bnipi.rosneft.ru)*

**Key words:** enhanced oil recovery, branching; containment areas of remaining recoverable reserves; the final stage of development.

**Annotation:**

Today the majority of large oil deposits is characterized by high reserves recovery. Various enhanced oil recovery techniques are used for higher recovery of the reserves. One of the main methods is sidetracking. Due to geological and technological factors it is often variable. In order to increase the effectiveness of sidetracking in the late-stage fields of development, four criteria for identifying the most advanced containment area of remaining recoverable oil reserves have been proposed. This method used at the Mamontovskoye field made it possible to increase sidetracking effectiveness. The proposed criteria can be retailed to other analog fields.

**Ключевые слова:** повышение нефтеотдачи пластов, зарезка боковых стволов; зоны локализации остаточных извлекаемых запасов; заключительная стадия разработки.

**Аннотация:**

На сегодняшний день большая часть крупных нефтяных месторождений характеризуется высокой выработкой запасов. Для довыработки запасов применяются различные методы увеличения нефтеотдачи. Одним из основных методов является зарезка боковых стволов, результативность которых, в силу геолого-технологических факторов, часто носит переменный характер. С целью повышения эффективности бурения боковых стволов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки предложены четыре критерия для выделения наиболее перспективных зон локализации остаточных извлекаемых запасов нефти. Применение данного подхода на Мамонтовском месторождении позволило повысить эффективность зарезок боковых стволов. Предлагаемые критерии могут быть тиражированы на другие месторождения-аналоги.

**Введение**

Большая часть крупных нефтяных месторождений Западной Сибири открыта в 60-70-ых годах прошлого столетия. На таких объектах выработанность запасов составляет 80-90%. Для них высокая обводненность продукции, рост числа

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

малодебитных, непродуцительных и неработающих скважин, и, как следствие в пластах остаются значительные объемы недреннруемых запасов. С целью повышения выработки запасов и улучшения экономической составляющей проекта широко применяют методы увеличения нефтеотдачи (МУН), как правило, это физические методы, среди которых одним из основных является метод зарезки бокового наклонно-направленного (ЗБНС) и горизонтального (ЗБГС) стволов [1-4].

### **Общие сведения об объекте работы**

Мамонтовское нефтяное месторождение открыто в 1965 году, разрабатывается с 1970 года. По объемам начальных извлекаемых запасов нефти относится к категории уникальных.

На месторождении выделены 11 объектов разработки, включающих в себя 15 промышленно-нефтеносных пластов. Основным объектом разработки является объект БС10<sub>мон</sub> (монолит). Объект БС10<sub>мон</sub> распространен на всей площади месторождения и имеет сложное клиноформное строение [5]. Общая толщина достигает 109,2 м, максимальная нефтенасыщенная толщина - 50,6 м. Основная структура осложнена несколькими отдельными поднятиями.

Среднее значение открытой пористости Кп составляет 21,4%. Проницаемость изменяется в пределах: от  $0,2 \cdot 10^{-3}$  до  $2082,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Среднее значение составляет  $193,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Согласно утвержденному проектному документу объект БС10<sub>мон</sub> разрабатывается блочно-квадратной системой размещения скважин 600x600 м. Плотность сетки скважин (ПСС) в разбуренной зоне - 20,7 га/скв. Первые ряды добывающих скважин в блоках отдалены от нагнетательного ряда на 700-1000 м.

### **Текущее состояние разработки объекта БС10<sub>мон</sub>**

Основной объем добычи нефти по месторождению обеспечивает объект БС10<sub>мон</sub>, содержащий 77% начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти. На его долю приходится 81% накопленной и 65,7% годовой добычи нефти. Всего на объекте в эксплуатации на нефть перебивало более 3500 скважин, в среднем, на каждую из них приходится более 100 тыс.т добытой продукции. Почти вся площадь (83%), кроме краевых зон с низкими нефтенасыщенными толщинами, вовлечена в разработку. Отбор от НИЗ составляет 90% при обводненности 96%. Неработающий фонд скважин составляет 42% от общего количества добывающих и нагнетательных скважин. Обводненность свыше 90% имеют 90,5% действующих скважин. Из приведенных данных следует вывод, что структура фонда в настоящее время в значительной степени определяется высокообводненными неработающим фондом, на оптимизацию которого, с целью повышения эффективности выработки запасов, необходимо направить основные усилия [6]. На рисунке 1 (а) приведена карта накопленных отборов и начальных нефтенасыщенных толщин объекта БС10<sub>мон</sub>.

По карте остаточных нефтенасыщенных толщин (ОННТ) объекта БС10<sub>мон</sub> наблюдается наличие остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) (рисунок 1(б)). Восстановление работы скважин методом зарезки бокового ствола одно из наиболее эффективных решений в условиях завершающей стадии разработки, которое позволит повысить технико-экономические показатели [7-8]. Определение зон локализации ОИЗ позволит повысить эффективность проводимых ГТМ.

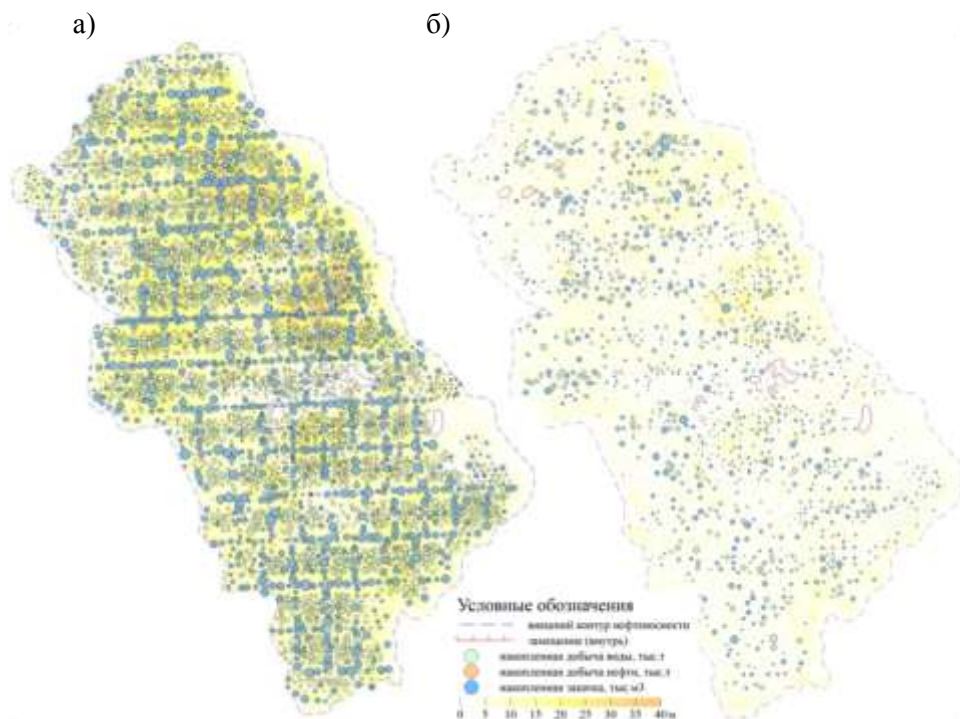


Рисунок 1 – Карта накопленных отборов и начальных нефтенасыщенных толщин (а) и карта текущих отборов и текущих нефтенасыщенных толщин (б) толщин объекта БС<sub>10мон</sub>

### Анализ ЗБС

За период 2017-2020 гг. на объекте было проведено 228 скважино-операций ЗБС, в том числе с горизонтальным окончанием – 203 скв.-операций. Высокий процент бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием (88%) обусловлен их более высокой эффективностью по отношению к наклонно-направленным боковым стволам. На данном объекте горизонтальный участок БГС варьируется от 150 до 350 м.

Неравномерное распределение прироста дебита нефти от ЗБС позволяет говорить опереженной эффективности данного вида ГТМ на исследуемом участке месторождения (рисунок 2). Большая часть боковых стволов вошли в работу с приростом дебита нефти на уровне 25-40 т/сут. Среднее значение равняется 56 т/сут.

Дальнейший анализ позволит уточнить причины различий эффективности проведенных ЗБС в разных зонах.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

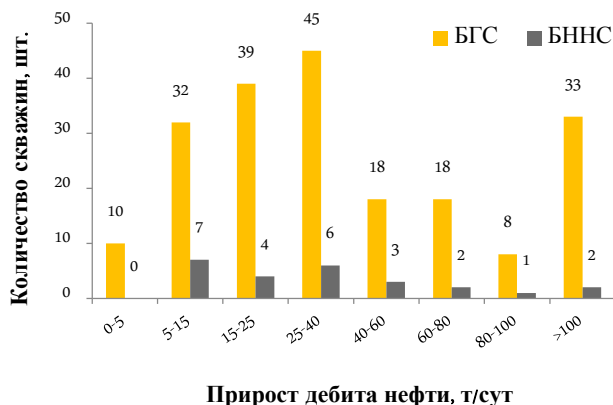


Рисунок 2 – Распределение приростов дебита нефти в результате бурения БС на объекте БС<sub>10мон</sub>

Прирост дебита нефти не отражает цельную картину эффективности проведенного ГТМ. Зачастую скважины запускаются с относительно высокими показателями по дебиту нефти, но имеют высокий темп падения. Причиной тому может являться некорректная оценка запасов и текущей насыщенности в зонах проведения ГТМ, а также преждевременный прорыв закачиваемой воды. Имеет место и обратная ситуация, когда скважины запускаются с небольшим дебитом, но работают стабильно [9].

Гистограмма распределения накопленной добычи нефтиса 1 год (рисунок 3) подтверждает неоднозначность эффективности проведенных операций по зарезке боковых стволов.

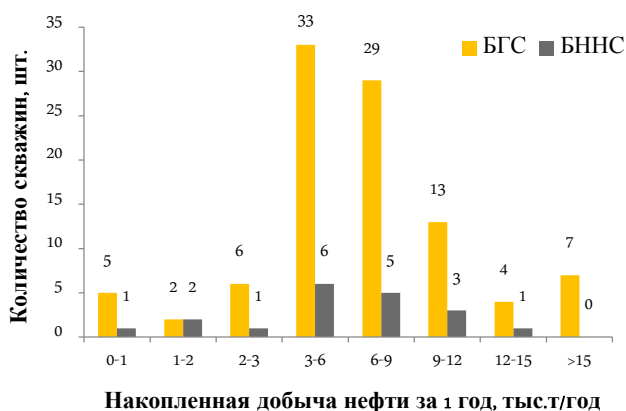


Рисунок 3 – Гистограмма распределения удельного накопленного отбора нефти БС на объекте БС<sub>10мон</sub>

14% ЗБС имеют накопленный годовой отбор нефти до 3 тыс. т/год, при этом у 5% из них этот показатель составляет менее одной тыс.т/год. У 62% исследуемых



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважин он установился на отметке 3-9 тыс. т/год. Лишь у 24% БС накопленный годовой отбор нефти превышает 9 тыс. т/год.

Анализ размещения боковых стволов по площади объекта показал, что большая часть успешных скважин размещены преимущественно в северной части объекта в зонах с большими ОННТ (рисунок 4). Примечательно, что в зонах со схожими условиями рядом с успешными ЗБС располагаются и малоуспешные. Данное замечание говорит о необходимости разработки новых критериев для выделения наиболее перспективных зон для бурения боковых стволов.

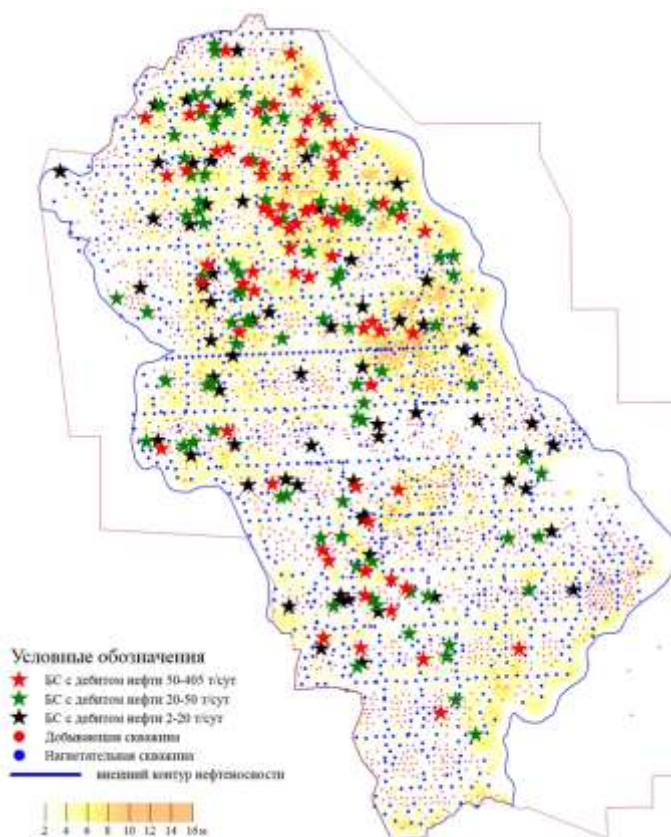


Рисунок 4 – Расположение боковых стволов скважин по площади объекта БС<sub>10мон</sub>, пробуренных в 2017-2020 гг.

С целью выявления зависимости эффективности боковых стволов скважин от их расположения в структуре пласта проведен комплексный анализ данных. Установлено, что наиболее эффективные ЗБС подчиняются хотя бы одному из четырех выявленных критериев (рисунок 5):

1. Локальные купольные поднятия;
2. Зоны разрезающих рядов нагнетательных скважин;
3. Краевые зоны залежи;
4. Зоны длительного простоя нагнетательных скважин.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Зона локального купольного поднятия характеризуется естественной благоприятной формой геологической среды, где за счет проявления процесса капиллярно-гравитационной сегрегации происходит перераспределение насыщенности и миграция запасов нефти в кровельную часть пластов.

Исходя из непоршневой модели вытеснения нефти водой и расстоянием между рядами скважин за фронтом вытеснения возможно образование застойных зон, введение в разработку которых повышает коэффициент охвата. При планировании ГТМ необходимо тщательно оценивать фронт нагнетаемых вод (ФНВ) и расстояние до действующих нагнетательных скважин, либо имеющих высокую накопленную закачку.

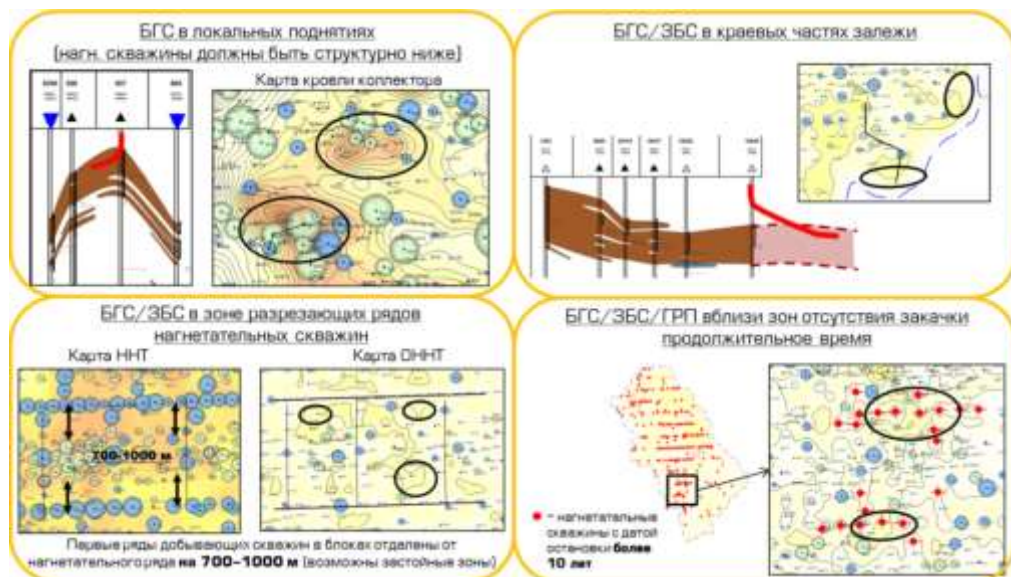


Рисунок 5 – Критерии подбора зон для бурения БС

Эффективность размещения БС также была отмечена в краевых зонах залежи, что объясняется наличием запасов, отесненных скважинами после перевода их в ППД. На данный момент имеющийся результат по 15 БС позволяет рассматривать краевые зоны как перспективные участки для ЗБС.

Эффективность проводки боковых стволов в зоны длительного простоя нагнетательных скважин (более 10 лет) обусловлена процессами переформирования залежи [10]. Однако временной фактор не является единственным в данном критерии успешного проведения ЗБС. Анализ скважин по окружению в радиусе 1000 м в зонах продолжительного отсутствия закачки показал, что с увеличением накопленной закачки воды в районе бурения уменьшается накопленная добыча нефти от ЗБС (рисунок 6). Таким образом, при планировании ЗБС в районы длительного простоя нагнетательных скважин предпочтительнее выбирать зоны с накопленной закачкой не более 5-6 млн.т воды. В зонах с накопленной закачкой более 6 млн. т эффективность ЗБС резко снижается.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

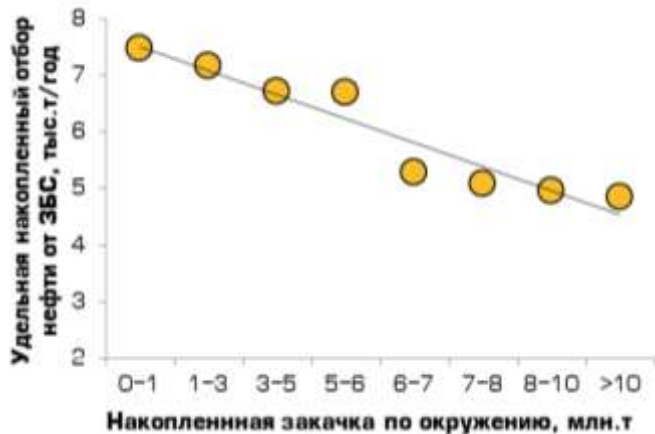


Рисунок 6 – Зависимость накопленного отбора нефти от ЗБС за 1 год от накопленной закачки по окружению в зонах ее продолжительного отсутствия (более 10 лет)

Под вышеуказанные критерии попала большая часть исследуемых скважин. Остальные же отнесены к категории «прочие». Скважины данной группы расположены в зонах с другими критериями, в частности, это могут быть зоны выклинивания клиноформ [6], вертикальная выдержанность пласта, благоприятствующая эффективной релаксации запасов и т.д.

На рисунке 7 показано распределение удельной накопленной добычи нефти БС от зоны размещения скважин.

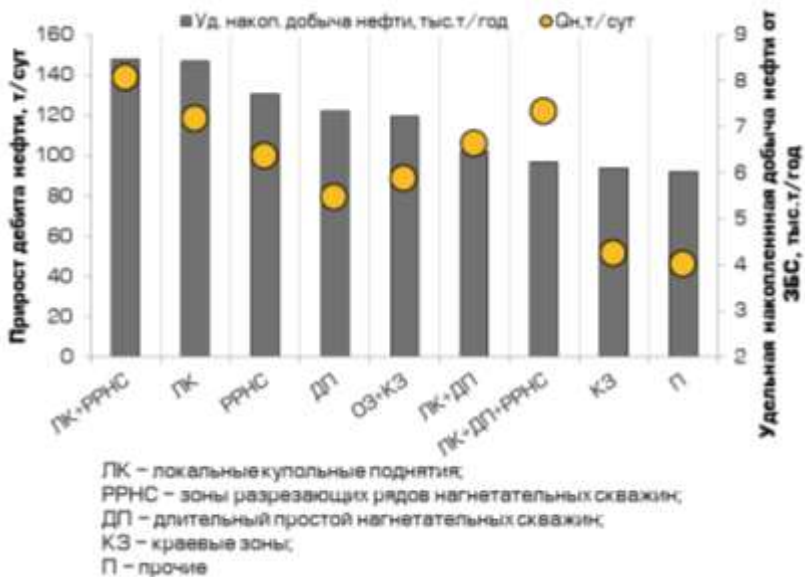


Рисунок 7 – Зависимость эффективности БС от зоны размещения по площади пласта  $БС_{10\text{мон}}$

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Средний запускной дебит нефти скважин, отнесённых к представленным критериям, равен 90,6 т/сут. У скважин из категории «прочие» тот же показатель составляет 46,0 т/сут.

Чтобы оценить успешность бурения боковых стволов в представленных зонах, показана характеристика вытеснения одного из участков пласта БС<sub>10мон</sub> (рисунок 8). Из графика видно, что проведение ЗБС способствует вовлечению ранее недренируемых запасов нефти, что, в свою очередь, положительно отражается на конечном КИН. Красной линией показан тренд для варианта без применения технологии ЗБС.

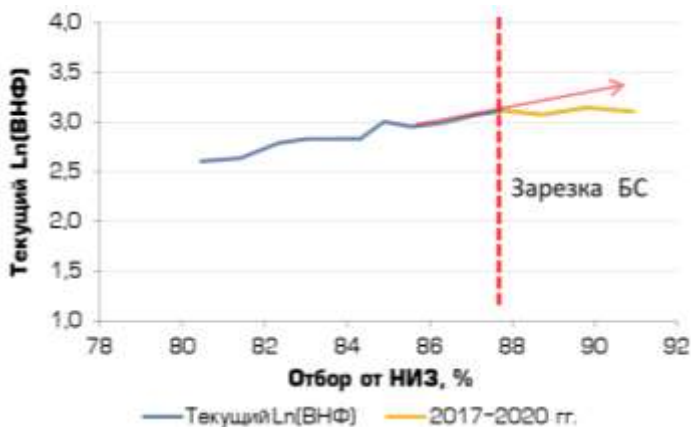


Рисунок 8 – Характеристика вытеснения участка пласта БС<sub>10мон</sub>

Об эффективности ЗБС в данных зонах также свидетельствует график темпа отбора нефти от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). С бурением БС темп отбора от ТИЗ в период 2017-2020 гг. увеличился с 6,2 до 12,2% (рисунок 9). Накопленная добыча нефти составила 91,0% от НИЗ при обводненности 95,6%.

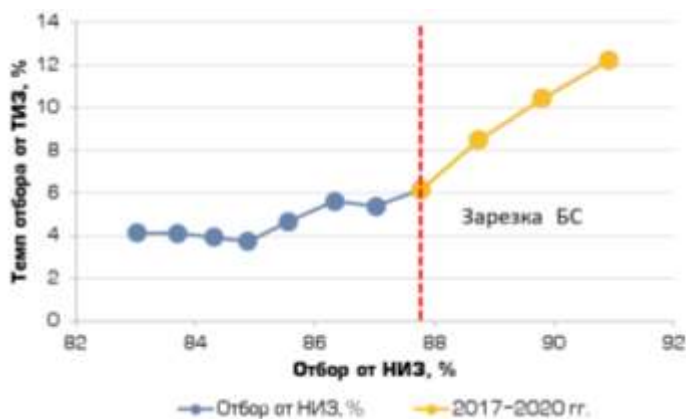


Рисунок 9 – Динамика отборов от ТИЗ участка пласта БС<sub>10мон</sub> Мамонтовского месторождения

### Заключение

Комплексный анализ эффективности зарезок боковых стволов на примере скважин Мамонтовского месторождения позволил разработать стратегию подбора потенциально перспективных зон локализации остаточных извлекаемых запасов нефти, согласно которой наибольшая эффективность от ГТМ-ЗБС достигается в 4 зонах:

1. Локальные купольные поднятия;
2. Зоны разрезающих рядов нагнетательных скважин;
3. Краевые зоны залежи;
4. Зоны продолжительного отсутствия закачки.

Разработанные критерии возможно эффективно применять на месторождениях-аналогах при проектировании программы ГТМ.

Согласно представленным критериям на весь прогнозный период была составлена адресная программа ГТМ на объект БС<sub>10мон</sub>, которая включает в себя более 400 зарезок боковых стволов. Из них 241 БС планируется в период 2022-2026 гг. Суммарный прирост дебита нефти за этот период составит 4,9 тыс.т/сут, среднегодовой дебит нефти – 22,4 т/сут, ожидаемый эффект 1,7 млн.

По результатам успешной программы ЗБГС, с целью довыработки остаточных извлекаемых запасов, на данном объекте запланирована и успешно реализуется программа уплотняющего бурения горизонтальных скважин. Новые скважины заложены в зонах, которые характеризуются высокой эффективностью проведенных ЗБГС.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка методики прогноза эффективности эксплуатации боковых стволов / Еленец А. А. дисс. кат. техн. наук. – 2013 С.116.
2. Опыт и эффективность бурения, эксплуатации боковых стволов на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений / Т.В. Токарева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 457–468.
3. Гидравлический разрыв пласта как метод совершенствования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Мукминов И.Р., Муллагалин И.З., Шаяхметов Р.А., Пасынков А.Г., Белогузов А.Ф., Шабловский А.В., Никитин А.Н. // SPE, Москва, Россия, октябрь 2010 г. Номер статьи: SPE-138056-MS.
4. Локализация зон остаточных запасов нефти для планирования зарезки боковых стволов. Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021. – С. 141.
5. Особенности геологического строения залежи пласта БС<sub>10</sub> Мамонтовского месторождения / Петухов С. Б., Тян Н. С., Бачин С. И., Шабловский В. Н. // Нефтяное хозяйство. 1994. № 2. С. 18-21.
6. Комплексный подход к оптимизации системы разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии, в условиях клиноформного строения пластов / Мироненко А.А., Шаяхметов Р.А., Усманов Т.С., Салахов Т.Р., Сулейманов Д.Д., Асмандияров Р.Н., Белогузов А.Ф. // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 42-45.

7. Комплексный подход вовлечения ОИЗ на месторождениях поздней стадии разработки / Хузина Д.И., Харламов К.А., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Салиенко Н.Н. // Нефтяная столица. – 2020. – С. 206-211.
8. Анализ эффективности зарезок боковых стволов с проведением гидроразрыва пласта в скважинах Приразломного месторождения / А.В. Витевский, А.В. Свешников // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 57–59.
9. Повышение эффективности выработки остаточных запасов на поздних стадиях разработки / Полозов М. Б., Аль-Румаима Д. М. // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2018. – Т.1.№ 3. – С. 275-286/
10. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов / Георесурсы. – 2015. № 60. – С.39-45.

### СПОСОБ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХЛАДАГЕНТА

*М. Рабатулы<sup>1</sup>, Ж.К. Богжанова<sup>1</sup>, О.Ш. Шамшиев<sup>2</sup>, А.М. Есен<sup>1</sup>*

*КарГУ имени А. Сагинова, г. Караганда, Казахстан<sup>1</sup>,  
КГТУ им.И.Раззакова, г.Бишкек, Кыргызстан<sup>2</sup>  
[mukhammedrakhym@mail.ru](mailto:mukhammedrakhym@mail.ru), [botikum@mail.ru](mailto:botikum@mail.ru),  
[shamshiyev-o@mail.ru](mailto:shamshiyev-o@mail.ru), [aizat esen@mail.ru](mailto:aizat_esen@mail.ru)*

#### *Аннотация*

В данной статье рассмотрены вопросы обеспечения безопасного ведения горных работ на угольных шахтах путем повышения газоотдачи угольных пластов. Приведены возможные причины низкой производительности скважин и пути их решения с использованием хладагента. Наиболее частой причиной низкой продуктивности дегазационных скважин является снижение проходимости нижней зоны скважины. Рассмотрены способы дегазации угольных пластов.

**Ключевые слова:** безопасность, угольные шахты, угольные пласты, дегазация, скважины, хладагент.

Проблема промышленного извлечения метана из угольных пластов представляет собой сложную научно-техническую задачу ввиду сложности собственно источника газовыделения. В соответствии с современными представлениями угольный пласт есть малопроницаемая блочно-трещиноватая среда с огромной анизотропией свойств. При этом 80-90 % угольного метана находится в сорбированном состоянии. Механизм извлечения газа из низкопроницаемых угольных пластов существенно отличается от механизма извлечения газа при эксплуатации газовых месторождений. Проблема извлечения метана из



неразгруженных горными работами угольных пластов по существу является проблемой управления сорбционными процессами в системе «уголь-метан-жидкость» [1].

Известен способ дегазации угольных пластов, включающий бурение скважин с поверхности на пласт, попеременное нагнетание в него 0,5-1,0% раствора соляной кислоты и нейтрализатора с темпом, превышающим естественную приемистость пласта, выдержку жидкости в пласте, ее откачку и отсос газа из пласта [2].

Недостатками данного способа являются незначительная эффективность извлечения метана вследствие заиливания прискважинной зоны и смыкания трещин расчленения после откачки жидкости.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является способ дегазации угольных пластов, включающий бурение скважин с поверхности на пласт, обработку пласта рабочей жидкостью в режиме гидрорасчленения, закрепление трещин расчленения песком, извлечение газа на поверхность [3].

К недостаткам способа относится длительный срок дегазации для достижения требуемого коэффициента эффективности дегазации и недостаточная эффективность из-за неравномерности обработки массива, малый радиус обработки скважины, низкие дебиты газа при применении данной технологии на больших глубинах.

Задачей является – повышение эффективности извлечения метана за счет интенсификации газоотдачи из угольного пласта и обеспечения равномерности его обработки.

Способ дегазации угольных пластов с применением хладагента, включающий направленное бурение скважин с поверхности по угольному пласту, обработку пласта рабочей жидкостью в режиме гидрорасчленения, закрепление трещин расчленения песком, извлечение газа на поверхность *отличающийся тем, что* бурение скважины осуществляется по специальным профилям, где верхний интервал скважины имеет вертикальный или субвертикальный профиль, а нижний, с отклонением ствола скважины от вертикали по простиранию продуктивного угольного пласта параллельно напластованию, забой которой совмещен полостью, образованной в результате расширения стенок скважины с целью увеличения площади контакта с предварительно пробуренной вертикальной скважиной с поверхности на продуктивный пласт, увеличение газоотдачи по всей длине скважины достигается при помощи гидрорасчленения пласта, далее в вертикальную скважину закачиваем хладагент, с целью, увеличения объёма жидкости на 10% для расширения трещин, освоение скважины, с откачкой рабочей жидкости гидрорасчленения и газа, производят через вертикальную скважину. На рисунке 1 – общий вид технологической схемы предлагаемого способа [4].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

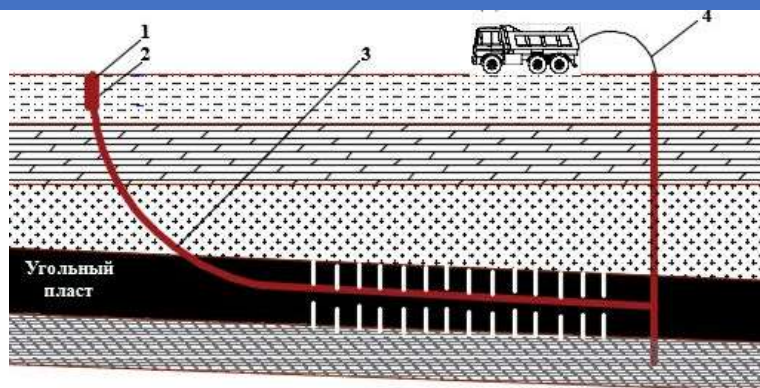


Рисунок 1. Общий вид технологической схемы дегазации угольных пластов с применением хладагента

Реализация предлагаемого способа интенсификации газоотдачи для извлечения метана из угольных пластов осуществляется в следующей последовательности.

Бурение под направление - вращательный способ бурения с промывкой полимерным буровым раствором. По окончании бурения устанавливается обсадная колонна 1 (направления). По завершении спуска колоны (направления), затрубное пространства тампонируется цементным раствором.

При бурении под кондуктор, так же применяется вращательный способ бурения с промывкой полимерным буровым раствором. По окончании бурения данного интервала предусматривается установка кондуктора 2, стальными обсадными трубами с целью охраны недр и сохранения водоносных горизонтов кондуктор цементируется до устья.

Для бурения по угольному пласту нам необходимо войти в угольный пласт, под углом залегания угольного пласта 3. Набор угла будет производиться с помощью винтового забойного двигателя с изменяемым перекосом.

Для набора угла, выставляется необходимый угол перекоса на забойном двигателе, затем собирается необходимая компоновка бурового инструмента для наклонно-направленного бурения, с отцентровкой верхней части забойного двигателя с верхней частью оборудования телеметрии, для отслеживания угла поворота двигателя. Затем буровой инструмент спускается до забоя при медленном вращении, делается замер положения координат долота в забое, с помощью оборудования телеметрии. Далее вращением бурового инструмента, поворачивают направление забойного двигателя в сторону необходимого азимута. Затем под давлением подается буровой раствор с помощью шламового насоса, что приводит во вращение долото на забойном двигателе. При этом буровой инструмент не должен вращаться, чтобы не нарушить выставленное направление по азимуту. За счет угла перекоса на забойном двигателе, под давлением веса бурового инструмента, профиль скважины начнет медленно искривляться в сторону необходимого азимута [5].

При бурении по угольному пласту необходимо постепенно уменьшать количество химических реагентов в буровом растворе, постепенно переходя на воду, чтобы предотвратить кальмотирование пор угля в стволе скважины. После окончания бурения, необходимо проработать скважину и подготовить ее к спуску

эксплуатационной колонны. Эксплуатационная колонна спускается с целью закрепления склонных к обрушению пород и разработки продуктивного метанугольного пласта [6].

По завершении спуска эксплуатационной колонны, затрубное пространства тампонируется цементным раствором. При этом будет применяться технология манжетного цементирования, для герметичного разобщения участков затрубного пространства от остальной скважины при манжетном цементировании обсадной колонны.

Для стимулирования газоотдачи на продуктивный угольный пласт после воздействие методом многостадийного поинтервального гидроразрыва (длина интервала 120-130 м). Через перфорированные отверстия в вертикальную скважину закачивается хладагент 4 для увеличения раскрытия трещин.

Для заморозки используют хладагент, в качестве которого применяется холодный и концентрированный рассол хлористого кальция или натрия, так как он остается в жидком состоянии при отрицательных температурах. Его охлаждают на специальной замораживающей станции и по системе труб подают в пробуренную скважину.

Через распределительную систему в скважину подается холодный рассол, отбирает тепло у окружающей среды и, нагреваясь, возвращается обратно в холодильный агрегат для повторного охлаждения. Цикл повторяется до достижения необходимого эффекта.

Сама замораживающая станция состоит двух разных машин. Одна из них – аммиачная или фреоновая система используется для охлаждения рассола. Она состоит из компрессора, испарителя, конденсатора. Все элементы соединяются между собой трубопроводами. Вторая – рассольная система, состоящая из насоса, рассольного бака, распределителя, трубопроводов, коллектора и замораживающих колонок. Она отвечает за непрерывную циркуляцию рассола.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дрижд Н.А., Муллагалиев Ф.А., и др. Испытание технологии добычи метана бурением скважины с поверхности по угольному пласту // *Mater. 12hd mezinár. věd.-prak. konf. «Vědecký pokrok na přelomu tisyachalety».* – Praha, 2016. – P. 32-7.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А. Кислотная обработка скважин. – М.: Наука, 2010. – 704 с.
3. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. М.,Недра, 1979 – 271с
4. Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Ахматнуров Д.Р., Рабатулы М. Увеличение добычи метана при помощи плазменно-импульсной // *Горный журнал Казахстана.* – 2017. – №10. – С. 8-11.
5. Левинсон Л.М. и др. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин: учеб. пособие. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 157 с.
6. Дрижд Н.А., Камаров Р.К., Усенбеков М.С. и др. Исследование и пути совершенствования дегазационных работ для обеспечения комплексного развития угольной отрасли: монография. – Караганда, 2017. – 241 с

622.276.72

622.276.64

**ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ  
ОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ И ПРИЗАБОЙНОЙ  
ЗОНЕ ПЛАСТА**

*К.Ш. Нургалиева, Л.Р. Сагирова*

*Санкт-Петербургский горный университет,*

*г. Санкт-Петербург, Россия*

*E-mail: [Khaybullina\\_KSh@pers.spmi.ru](mailto:Khaybullina_KSh@pers.spmi.ru)*

***Аннотация:** В статье представлено обоснование комплексной технологии, включающей удаление образовавшихся органических отложений в системе «скважина - призабойная зона пласта» путем промывки скважины и закачки разработанного растворителя в призабойную зону пласта (ПЗП) и предотвращения образования этих отложений в системе «скважина - призабойная зона пласта» путем дозирования разработанного ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в ПЗП.*

***Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибитор, растворитель, призабойная зона пласта, способы удаления АСПО, способы предотвращения образования АСПО.*

Как показывает практический опыт, борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти ведется по двум направлениям: 1) удаление уже сформировавшихся отложений; 2) предотвращение отложений. К методам удаления АСПО относятся: тепловые методы (закачка пара, промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, применение электропечей, индукционных подогревателей и т.д.), механические методы (использование скребков, скребков-центраторов, установленных на штангах), химические методы (применение органических растворителей или моющих средств для удаления АСПО).

Несмотря на многообразие методов борьбы с АСПО и большое количество реагентов для удаления и предотвращения образования отложений к настоящему времени данная проблема остается актуальной. Связано это с тем, что ингибиторы АСПО дозируют непосредственно в скважину. Однако дозируя ингибитор АСПО на забой скважины, зачастую он попадает в пластовую жидкость уже после того, как началось образование твердых парафиновых частиц. Это связано с тем, что образование АСПО может происходить до попадания пластовой жидкости в скважину, а именно в поровом пространстве нефтяного коллектора. Для решения данной проблемы целесообразно ингибитор АСПО задавливать непосредственно в призабойной зоне пласта.

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождения сопровождается нежелательным образованием органических (асфальтосмолопарафиновых)

отложений. Для того чтобы увеличить межочистной период работы скважин необходимо подходить к процессу очистки скважинного оборудования и ПЗП от АСПО комплексно.

Цель данной работы – это разработка комплексной технологии удаления и предупреждения образования АСПО с использованием разработанного растворителя и ингибитора АСПО. Результаты лабораторных экспериментов позволили разработать технологию предупреждения образования АСПО, которая заключается в задавливании ингибитора АСПО с последующей продавкой его 5...10-ти кратным объемом продавочной жидкости в ПЗП, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложений.

Технологию дозирования ингибитора АСПО в ПЗП можно рекомендовать не только для добывающих, но и для нагнетательных скважин. Данная комплексная технология позволит решить проблему образования АСПО на нефтедобывающих предприятиях.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых ученых-кандидатов наук № МК-4464.2022.1.5.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – Москва : Нефтяное хоз-во, 2010. – 238 с.
2. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
3. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М. : Недра, 1969. – 192 с.
4. Хохлов, Н.Г. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан - нефть» / Н.Г. Хохлов, Р.Р. Вагапов, З.М. Шагитов, А.С. Мустафин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 110-111.
5. A. Al-Taq, B. Alfakher, A. Alrustum, S. Aldarweesh Alternative environmentally friendly solvents for asphaltenes/paraffins removal from oil producing wells. Paper SPE 197697-MS Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 11–14 November, UAE, Abu Dhabi (2019), 10.2118/197697-MS.
6. S. Moradi, S. Amirjahadi, I. Danaee, B. Soltani Experimental investigation on application of industrial coatings for prevention of asphaltene deposition in the well-string J. Petrol. Sci. Eng., 181 (2019), p. 106095, 10.1016/j.petrol.2019.05.046.
7. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
8. Пат. 2632845 (РФ) МПК С09К 8/524. Растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений / М.К. Рогачев, К.Ш. Хайбуллина, С.Я. Нелькенбаум, К.С. Нелькенбаум : опубл. 10.10.2017.

9. Хайбуллина, К.Ш. Разработка комплексной технологии удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина» / К.Ш. Хайбуллина // XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»: Тезисы докладов. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – 117 с.

## УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫХ СТРУЙНЫХ КОМПРЕССОРОВ

*Е.В. Павлова*

*СамГТУ, Самара, Россия, [bazarova005@mail.ru](mailto:bazarova005@mail.ru)*

**Аннотация:** Описаны существующие методы полезного использования попутного нефтяного газа. Подробно рассмотрена технология полезного использования попутного нефтяного газа низкого давления с помощью газо-жидкостных струйных компрессоров. Приведена принципиальная схема жидкостно-газового струйного компрессора. Определено оптимальное соотношение расстояния сопла от камеры смешения к диаметру камеры смешения. Предложена упрощенная методика расчета геометрических параметров газо-жидкостных струйных компрессоров.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, газо-жидкостные струйные компрессоры, эжектирование газа, коэффициент эжекции.

Процесс добычи нефти включает извлечение скважинной продукции, ее транспорт по внутрипромысловым трубопроводам, разделение на нефть, газ и воду, и их целесообразное использование. Как известно, разгазирование скважинной продукции производится на нескольких ступенях сепарации. Отделенный на первой ступени сепарации попутный газ имеет достаточное давление для последующей транспортировки и переработки. Выделившийся на последующих ступенях газ, содержащий значительное количество пропан-бутановых и пентановых фракций, имеет низкое давление, в связи с этим он не поступает на дальнейшую переработку, а сжигается в факелах. Помимо невосполнимых потерь ценного углеводородного сырья, сжигание газа низкого давления наносит значительный экологический ущерб.

В результате исследований установлено, что основная причина сжигания нефтяного газа в факелах — это высокие капитальные затраты на строительство объектов его подготовки и утилизации. Отсутствие необходимой нормативно-правовой базы, стимулирующей рациональное использование нефтяного газа, и единого системного подхода к выбору рентабельных методов не позволяет утилизировать нефтяной газ в полном объеме по всем месторождениям.

Рассмотрим существующие методы полезного использования ПНГ.

### 1. Факельное сжигание

Оборудование, необходимое для сжигания ПНГ, включает в себя трубопроводную систему, компрессоры и факельное оборудование. Для его монтажа



необходимы минимальные инвестиции (0,1 руб./м<sup>3</sup>), его можно развернуть в течение небольшого времени (менее года). Пользуясь рядом существующих послаблений по соблюдению нормативов по факельному сжиганию ПНГ, установленных для новых и малопродуктивных месторождений, нефтегазовые компании при выборе способа утилизации ПНГ нередко делают выбор в пользу простого и, на первый взгляд, экономически привлекательного решения. Как правило, нефтегазовые компании ссылаются при этом на недостаток свободных финансовых ресурсов, необходимых для применения более сложных способов использования ПНГ.

Однако более детальный экономический анализ позволяет понять, что в среднесрочной и долгосрочной перспективах использование факельного сжигания ПНГ приводит к упущенной выгоде и прямому экономическому ущербу.

Прежде всего, непосредственный убыток возникает из-за штрафов, которым подвергаются нефтегазовые компании за сжигание ПНГ сверх установленных норм. Помимо этого, как мы покажем при последующем анализе, любой из альтернативных способов использования ПНГ позволяет получить положительный экономический эффект — от простого обнуления штрафов( закачка ПНГ обратно в нефтяной пласт) до получения денежных средств от продажи полученных продуктов переработки.

### 2. Закачка газа в газотранспортную систему

Небольшие объемы ПНГ могут быть закачаны в газотранспортную систему ПАО «Газпром» для последующей продажи потребителям в составе природного газа. В силу технологических причин объем ПНГ, который таким образом можно закачать в ГТС, не может превышать 5% от объема природного газа, перекачиваемого по трубопроводу без учета добавленного ПНГ. Таким образом, применимость этого метода предполагает близость месторождения к трубопроводу с объемом транзита природного газа, многократно превышающего объем ПНГ, подлежащего закачке в ГТС. Если объем добываемого ПНГ превышает этот показатель, то оставшийся объем ПНГ придется утилизировать или использовать иным способом. Следует отметить, что существующая ГТС ПАО «Газпром» практически полностью загружена, ограничивая, таким образом, применимость этого способа использования ПНГ. Помимо этого, еще одним фактором, сдерживающим его применение, является положение ПАО «Газпром» в качестве монопольного экспортера природного газа, в результате чего местные производители газа вынуждены продавать газ исключительно на российском рынке, емкость которого ограничена.

### 3. Закачка ПНГ в продуктивный пласт

Очищенный и специально подготовленный ПНГ может закачиваться обратно в нефтеносный пласт при помощи компрессорных станций. При этом фактически происходит откладывание решения проблемы ПНГ на будущее — до появления ресурсов или технологических решений, позволяющих эффективно перерабатывать ПНГ. Этот метод условно можно охарактеризовать как экологически нейтральный, так как при этом не возникает дополнительных отрицательных воздействий на окружающую среду по сравнению с воздействиями, характерными для обычного

процесса нефтедобычи. Следует, впрочем, отметить, что часть ПНГ как полезного сырья (до 40%) теряется, так как при последующей добыче нефти не весь ПНГ, закачанный в пласт, можно будет извлечь обратно.

#### 4. Генерация электроэнергии

Этот способ использования ПНГ оказывается оправданным в тех случаях, когда источники электроэнергии, необходимой для обеспечения работы нефтепромыслов, оказываются труднодоступными — в первую очередь, если промыслы расположены в регионах с плохо развитой инфраструктурой. Экологические риски при этом способе использования ПНГ выше, чем при генерации электроэнергии на электростанциях, работающих на природном газе — сказывается наличие широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) в составе ПНГ, приводящее к повышенному выбросу сажи.

Препятствием к широкому применению этого способа утилизации ПНГ служит отсутствие инфраструктуры, необходимой для передачи электроэнергии потенциальным потребителям. Создание такой инфраструктуры в удаленных районах может быть связано со значительными инвестициями, делающими генерацию электроэнергии экономически неэффективной.

#### 5. Неглубокая переработка

При помощи мобильных технологических установок ПНГ может разделяться на метан (сухой отбензиненный газ, СОГ) и пропан-бутановую смесь (топливный газ). Метан закачивается в газотранспортную систему, а топливный газ сжигается и отправляется потребителям в цистернах. Так как данный способ переработки предполагает закачку в газотранспортную систему только метана, то ограничения по доле газа, добавляемого в транзитный поток, нет. Естественно, при этом сохраняются требования к наличию свободных мощностей в транзитном трубопроводе.

#### 6. Глубокая переработка

ПНГ по трубопроводной системе доставляется на крупные газоперерабатывающие заводы, где производится его разделение на метан и широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Метан закачивается в магистральную газопроводную систему, а ШФЛУ направляется на дальнейшие пределы для выработки широкой линии нефтехимических продуктов.

Особенностью этого варианта использования ПНГ является большая, по сравнению с предыдущими вариантами, длительность осуществления проектов от начала строительства инфраструктуры до запуска нефтехимических предприятий, выдающих готовую продукцию.

Остается практически нерешенной проблема утилизации попутного нефтяного газа низкого давления, получаемого на конечных ступенях сепарации.

Для утилизации попутного нефтяного газа низкого давления возможно применение процесса компримирования ПНГ сбрасываемой пластовой водой с последующей рециркуляцией водогазовой смеси на прием сепаратора первой ступени. Поступающая после кустовой насосной станции (КНС) вода с установок предварительного сбора воды (УПСВ) подается на вход жидкостно-газового

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

струйного компрессора (ЖГСК), за счет чего в его камере создается разрежение. Газ низкого давления направляется в приемную камеру ЖГСК, после которого давление смеси возрастает до значения вполне достаточного для полной сепарации газа низкого давления и его утилизации. Для решения задачи обеспечения разработки и внедрения экологически чистой и эффективной технологий с применением ЖГСК необходимо получение результатов расчетов геометрических параметров жидкостно-газового струйного компрессора.

Одним из наиболее важных геометрических параметров ЖГСК является расстояние от сопла ЖГСК до камеры смешения. При отклонении этого параметра от оптимального произойдет резкое снижение КПД ЖГСК, вплоть до того, что аппарат не сможет выйти на режим работы. При увеличении расстояния от сопла до камеры смешения в форкамере могут возникать встречные потоки рабочей жидкости, отраженные от конфузора, которые будут гасить скорость струи, истекающей из сопла.

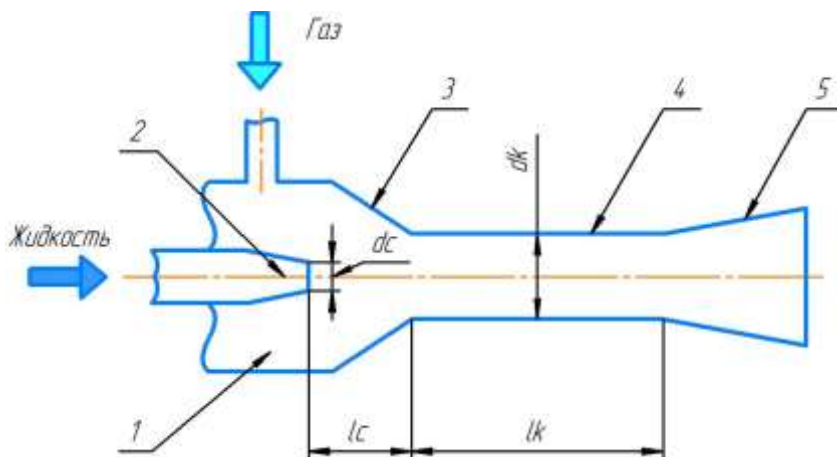


Рис. 1. Основные конструктивные параметры струйного аппарата:  $d_c$  - диаметр сопла;  $d_k$  - диаметр камеры смешения;  $l_k$  - длина камеры смешения;  $l_c$  - расстояние от сопла до камеры смешения.

1 – форкамера; 2 – сопло; 3 – конфузор; 4 – камера смешения; 5 – диффузор.

На рис. 1. приведена принципиальная схема жидкостно-газового струйного компрессора с обозначением основных геометрических размеров аппарата. Активная среда (вода), подаваемая в сопло 2 насосом, входит в камеру смешения 4, вовлекая с собой пассивную среду (газ) через форкамеру 1 и конфузор 2. В камере смешения 4 газовая фаза, диспергируясь, переходит в сплошную водную среду в виде мелкодисперсных пузырьков. Ближе к концу камеры смешения 4 смесь становится однородной [1]. Обмен кинетической энергии жидкости и газа одновременно с этим приводит к росту давления по длине камеры смешения 4. Работа ЖГСК состоит в увеличении удельной энергии потока смеси газа и жидкости в сравнении с удельной

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

энергией эжектируемого газа. Часть удельной энергии активной среды тратится на преодоление гидравлических сопротивлений в аппарате и смешение обеих сред.

В диффузоре 5 аппарата кинетическая энергия частично трансформируется в потенциальную, за счет чего в нем продолжается подъем давления.

Основной характеристикой струйного аппарата является зависимость относительного перепада давления от коэффициента эжекции:

$$\Delta P_{\Gamma} / \Delta P_{\text{ж}} = f(u_0) \quad (1)$$

$$\text{где: } \Delta P_{\Gamma} = P_{\text{вых}} - P_{\Gamma}$$

$$\Delta P_{\text{ж}} = P_{\text{ж}} - P_{\Gamma}$$

$P_{\text{ж}}$ ,  $P_{\text{вых}}$ ,  $P_{\Gamma}$  - соответственно давления жидкости в сопле, газожидкостной смеси на выходе из диффузора, газа на входе в приемной камере ЖГСК;

$$u_0 = Q_{\Gamma} / Q_{\text{В}}$$

$Q_{\Gamma}$  - расход газа, приведенный к условиям всасывания;

$Q_{\text{В}}$  - расход воды.

Важнейшее влияние на рабочую характеристику ЖГСК оказывают геометрические критерии, которые для простых случаев записываются в виде:

$$\Pi_1 = \frac{l_c}{d_k}; \quad \Pi_2 = \frac{l_k}{d_k}; \quad \Pi_3 = \frac{d_k}{d_c};$$

В работе [2] показано, что при одинаковых значениях чисел

$$Re = (d_c \cdot \sqrt{2g(H_P - H_B)}) / \nu$$

и коэффициента инжекции  $u_0$  потоки в аппарате кинематически подобны. Единственным критерием геометрического подобия по предложению авторов будет:

$$\Pi_3^1 = (d_k^2 - d_c^2) / d_c^2 \quad (2)$$

Критерий  $\Pi_3^1$ , по существу, отражает то же, что и критерий  $\Pi_3$ .

Различными авторами в разные годы исследовалось влияние параметров  $\Pi_1$ ,  $\Pi_2$ ,  $\Pi_3$  на характеристики струйных насосов и компрессоров. согласно исследованиям различных авторов, имеют неодинаковый характер.

Наибольшие расхождения имеют место в оценке влияния параметра  $\Pi_1$ .

В [1] показано, что оптимальным с точки зрения достижения максимального значения изотермического КПД является значение  $\Pi_1 = 3,5 \dots 4,5$ .

В [3] величину  $\Pi_1$  предлагается вычислять исходя из условий расширения струи, выходящей из сопла.

Для того чтобы правильно выбрать положение рабочего сопла, необходимо подсчитать два размера свободной струи: длину свободной струи  $l_{C1}$  и диаметр свободной струи  $d_4$  на расстоянии  $l_{C1}$  от выходного сечения сопла. Длина свободной

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

струи  $l_{C1}$  определяется по следующим приближенным формулам: при коэффициенте эжекции  $u_0 \leq 0,5$ , т.е., когда свободная струя не выходит за пределы начального участка:

$$l_{C1} = [\sqrt{0.083 + 0.76u_0} - 0.29] \cdot (d_1/2a); \quad (3)$$

при коэффициенте инжекции  $u \geq 0,5$ , т.е., когда свободная струя включает не только начальный, но и основной участок:

$$l_{C1} = (0,37 + u/4,4\alpha) \cdot d_c; \quad (4)$$

где  $d_c$  - выходной диаметр рабочего сопла;  $\alpha$  - опытная константа, лежащая для упругих сред в пределах 0,07-0,09.

При малых коэффициентах инжекции ( $u < 0,2$ ) рекомендуется принимать меньшее значение опытной константы, при больших коэффициентах инжекции — большее ее значение.

Диаметр свободной струи  $d_4$  на расстоянии  $l_{C1}$  от выходного сечения сопла определяется по формулам:

при коэффициенте инжекции  $u_0 \leq 0,5$

$$d_4 = 3,4 \cdot d_1 \cdot \sqrt{0,083 + 0,76u_0}; \quad (5)$$

при коэффициенте инжекции  $u_0 > 0,5$

$$d_4 = 1,55 \cdot d_1 \cdot (1 + u_0). \quad (6)$$

Если диаметр камеры смешения  $d_3 > d_4$ , то расстояние от выходного сечения сопла до входного сечения цилиндрической камеры смешения должно приниматься  $l_c = l_{cx}$ , причем в этом случае немного более близкая установка сопла  $l_c < l_{C1}$  не влияет существенно на работу аппарата. Длина свободной струи, равная расстоянию от исходного сечения сопла  $f_{p1}$  до сечения струи, равного  $f_3$  остается при этом неизменной. Приближение сопла к камере смешения приводит в этом случае к уменьшению рабочей длины цилиндрической камеры смешения, так как конечное сечение свободной струи перемещается ближе к диффузору компрессора.

Удаление сопла от камеры смешения, т.е. установка сопла на расстоянии  $l_c > l_{C1}$ , существенно ухудшает работу аппарата. Это приводит к увеличению длины свободной струи. Конечное сечение свободной струи увеличивается, так как она вписывается уже во входной участок камеры смешения, диаметр которого больше диаметра цилиндрической камеры. В

этих условиях свободная струя вносит в камеру смешения больше газа, чем может пропустить компрессор, поэтому часть газа должна вытекать обратно из камеры смешения в приемную камеру. Возникают обратные потоки во входном участке камеры смешения и связанные с ними дополнительные потери в аппарате.

Если диаметр камеры смешения  $d_3 < d_4$ , то расстояние выходного сечения рабочего сопла от входного сечения цилиндрической камеры смешения должно приниматься:

$$l_c = l_{c1} + l_{c2} \quad (7)$$

где  $l_{c2}$  – длина входного участка камеры смешения, на которой диаметр меняется от  $d_4$  до  $d_3$ .

Это расстояние определяется по формуле:

$$l_{c2} = (d_4 - d_3)/2tg\beta, \quad (8)$$

где  $\beta$  - угол между образующей входного участка камеры смешения с осью компрессора.

В частном случае при обычно принимаемом значении  $\beta = 45^\circ$ :

$$l_{c2} = (d_4 - d_3)/2. \quad (9)$$

В случае, когда расстояние между соплом и камерой смешения фактически будет меньше расчетного, то реальный расход эжектируемой среды, т.е. попутного нефтяного газа в данном случае, увлекаемой свободной струей, также окажется меньше расчетного расхода.

Приближение сопла к камере смешения, так же как и удаление, ухудшает работу аппарата по сравнению с расчетом [3].

Расстояние  $l_c$  от выходного сечения сопла до входа в камеру смешения принимают равным не более  $(5\div 6)d_k$ , а диаметр сливной трубы  $d_{СП} \approx 1,2d_k$ .

Оптимальное положение сопла в аппарате описано в сборнике ВНИИОЭНГ [2].

Как видно из приведенных данных, уравнения (3) и (4), базирующиеся на теории свободной струи, описанной Соколовым Е.Я. и Зингером И.М. в



работе [5], достаточно хорошо определяют оптимальное расстояние сопла от камеры смешения.

Таким образом, приведенный краткий обзор известных работ свидетельствует о существенных расхождениях в оценке влияния положения рабочего сопла струйного компрессора на характеристики и КПД аппарата.

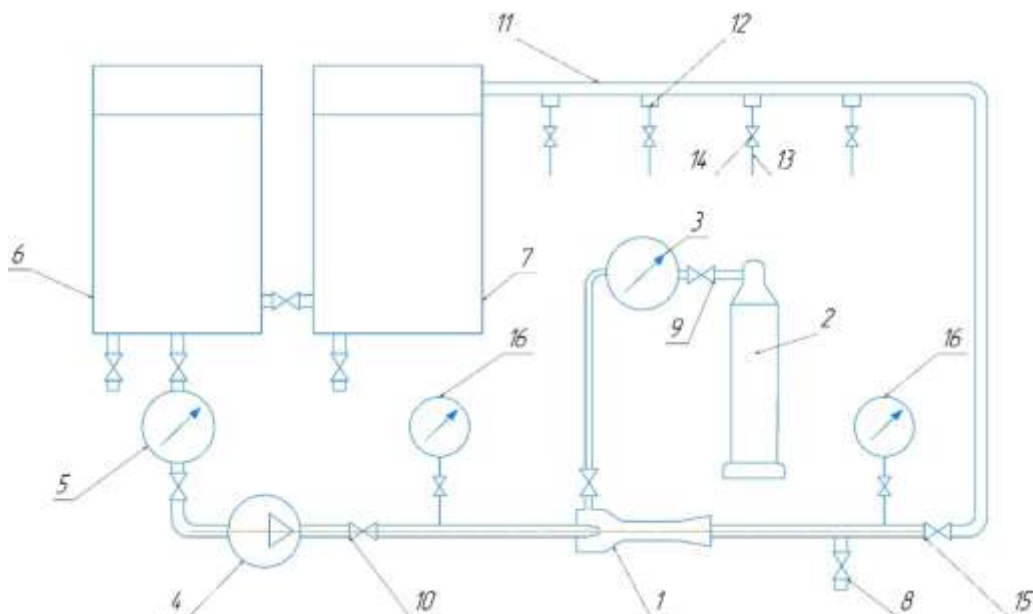


Рис. 2. Схема экспериментальной установки.

Для изучения работы ЖГСК была собрана экспериментальная установка, показанная на рис. 2. Основным элементом установки был эжектор 1, включающий сопло, камеру смешения, камеру для подвода эжектируемого газа и диффузор для преобразования кинетической энергии струи в потенциальную. В качестве газа был использован сжатый воздух, поступающий из баллона 2 через газовый счетчик 3. Давление рабочей среды (воды) создавалось насосом 4, прием которого через счетчик расхода воды 5 был подведен к емкости 6. Водовоздушная смесь из ЖГСК по трубопроводу поступала в отстойную емкость 7, в которой производилось расслоение смеси и отделение воздуха в атмосферу. На выходе ЖГСК был врезан проботборный кран 8 для отбора водовоздушной смеси на предмет анализа дисперсного состава воздуха. Регулирование расхода воздуха производилось вентилем 9, а расхода воды - вентилем 10.

В горизонтальный трубопровод 11 были приварены 4 сальника 12, в которые входили щупы 13 с вентильными наконечниками 14. Перемещение щупа по вертикали позволяло отбирать пробы смеси с любого уровня живого сечения трубопровода на предмет изучения структуры потока и определения положения поверхности раздела

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

вода-воздух. На верхнем конце шуп имел Г-образный загиб во встречную сторону потока для забора пузырей воздуха вместе с водой. Резьбовой вход сопла в форкамеру позволял изменять расстояние  $l_c$ . В качестве перекачивающего органа рабочей среды был использован центробежный насос числом оборотов  $2900 \text{ мин}^{-1}$ , подачей  $30 \text{ м}^3/\text{час}$  и напором  $200 \text{ м}$ . На входе воды в ЖГСК и на выходе из ЖГСК установлены манометры 16.

трубопровода 11 составляла  $12 \text{ м}$ , внутренний диаметр трубопровода -  $50 \text{ мм}$ . Вертикальная часть трубопровода после ЖГЭ составляла  $1,2 \text{ м}$ . Давление на выходе из аппарата  $P_{\text{вых}}$  изменялось с помощью крана 15. В табл. 1 приведены экспериментальные значения давлений и коэффициента инжекции для трех серий опытов.

Таблица 1.

Экспериментальные значения параметров

№ серии	$P_{\text{ж}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{г}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{вых}}, \text{ МПа}$	$u_0$
1	2	3	4	5
1	0,5	0,12	0,24	0,12
1	0,5	0,12	0,23	0,58
1	0,5	0,12	0,19	1,22
1	0,5	0,12	0,14	1,51
2	1,0	0,12	0,37	0,38
2	1,0	0,12	0,31	0,87
2	1,0	0,12	0,28	1,32
2	1,0	0,12	0,14	1,72
3	1,5	0,12	0,54	0,42
3	1,5	0,12	0,40	1,36
3	1,5	0,12	0,26	1,74
3	1,5	0,12	0,18	1,83

На рис. 3 приведены характеристики  $\Delta P_c / \Delta P_p = f(u_0)$  для конкретных параметров исследований.

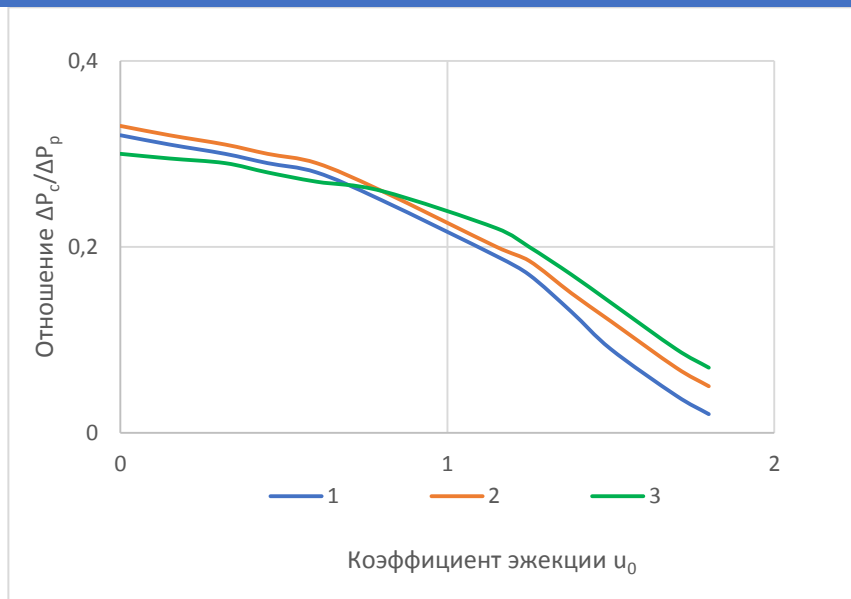


Рис.3. Зависимость  $\Delta P_c / \Delta P_p$  от  $u_0$  для  $dk = 16$  мм,  $lk = 420$  мм,  $dc = 5,3$  мм

при  $P_{ж} = 0,5$  МПа (1), 1,0 МПа (2) и 1,5 МПа (3).

На рис. 3 видно, что при росте коэффициента эжекции соотношение  $\Delta P_c / \Delta P_p$  уменьшается. Это позволяет сделать вывод, что для роста коэффициента эжекции необходимо снижать давление на выходе из аппарата, либо увеличивать давление жидкости на входе в аппарат.

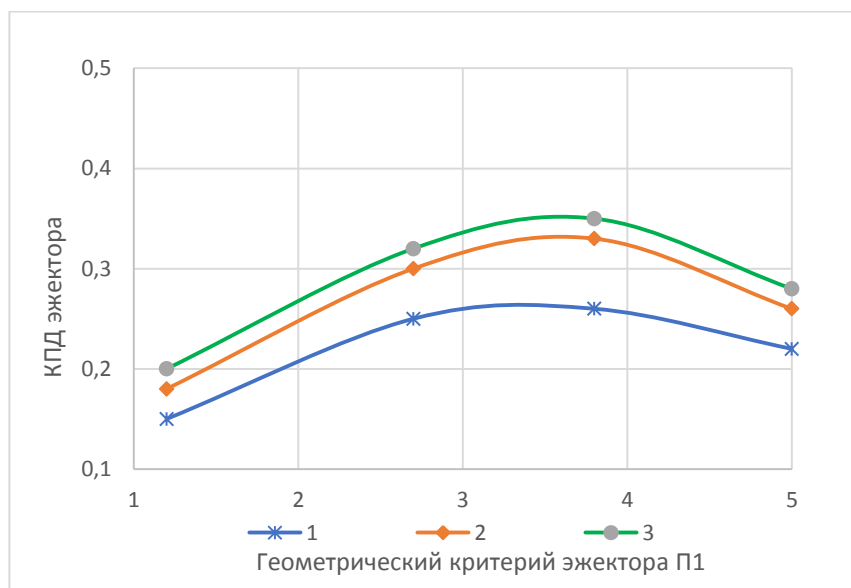


Рис.4. Зависимость максимального КПД эжектора от параметра  $P1 = lc/dk$  для  $dk = 16$  мм,  $lk = 420$  мм,  $dc = 5,3$  мм при  $P_{ж} = 0,5$  МПа (1), 1,0 МПа (2) и 1,5 МПа (3).

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

По рис. 4 можно сделать вывод, что при отношении расстояния от сопла до камеры смешения  $l_c$  к диаметру камеры смешения  $d_k$  равным  $3,4 \div 3,7$  получаем максимальный КПД эжектора при различных давлениях рабочей жидкости.

Для расчета струйных аппаратов разработаны различные методики, включающие, как правило, полуэмпирическую теорию [2, 3, 4]. В итоге каждая из методик дает результаты, имеющие существенные расхождения. Они достаточно сложны и требуют трудоемких вычислительных операций.

К настоящему времени накоплен значительный экспериментальный материал по выбору геометрических параметров струйных насосов и жидкостно-газовых струйных компрессоров [5 - 14]. На основе этого материала автором представлена упрощенная методика расчета геометрических параметров ЖГСК на базе накопленного наукой и практикой экспериментального материала.

Рассмотрим методику упрощенного расчета геометрических параметров жидкостно-газовых струйных компрессоров.

Использование эмпирических соотношений позволяет определить наиболее рациональные геометрические характеристики струйного аппарата в области максимальных значений КПД. В предложенной ниже методике использовано оптимальное соотношение для расчета расстояния от сопла до камеры смешения, приведенное выше.

Исходными данными для расчета геометрических параметров струйного аппарата являются: абсолютное давление газа на входе в форкамеру ЖГСК ( $P_r$ ), абсолютное давление газожидкостной смеси на выходе ЖГСК ( $P_{\text{вых}}$ ), приведенный объемный расход газа  $Q_r$ , абсолютное давление рабочей жидкости ( $P_{\text{ж}}$ ), объемный расход жидкости ( $Q_{\text{ж}}$ ), плотность жидкости ( $\rho_{\text{ж}}$ ). Предполагается, что начальная температура газа и рабочей жидкости одинаковы.

Последовательный расчет геометрических параметров заключается в следующем.

Безразмерный перепад давления определяется формулой:

$$\Delta P_r / \Delta P_{\text{ж}} = (P_{\text{вых}} - P_r) / (P_{\text{ж}} - P_r) \quad (12)$$

Из работы [15] используется табл. 2 для выбора оптимального соотношения площадей сечения камеры смешения  $f_k$  и сопла аппарата ( $f_c$ ).

$\Delta P_T / \Delta P_{ж}$	0,106	0,120	0,140	0,160	0,180	0,200	0,220	0,240
$(f_k / f_c)_{\text{опт}}$	4,00	3,70	3,35	3,05	2,80	2,60	2,45	2,30

Оптимальное соотношение диаметров камеры и сопла при  $\Delta P_T / \Delta P_{ж} > 0,106$  можно также рассчитывать по формуле [16]:

$$(d_k / d_c)_{\text{опт}} = 0,935 \cdot (\Delta P_T / \Delta P_{ж})^{-0,34} \quad (13)$$

Расчеты по (13) дают практически те же результаты, которые представлены в табл. 2.

3. Расчет диаметра сопла  $d_c$ . Этот расчет ведется по приведенному к удобной форме уравнению Бернулли:

$$d_c = \sqrt{4Q_{ж} / \pi \mu_{\text{соп}} \sqrt{\rho_{ж} / 2(P_{ж} - P_{\text{вых}})}} \quad (14)$$

где:  $\mu_{\text{соп}}$  - коэффициент расхода (принимается 0,94);

$\rho_{ж}$  - плотность жидкости.

4. Расчет диаметра камеры смешения.

На основе формул (13) и (14) выводится формула для расчета  $d_k$ :

$$d_k = d_c \sqrt{f_k / f_c} \quad (15)$$

5. Расчет длины камеры ( $l_k$ ), диффузора ( $l_\theta$ ) и соплового расстояния ( $l_c$ ).

Геометрические параметры  $l_k$  и  $l_\theta$  определяются исходя из эмпирических соотношений [1]:

$$l_k = (6 \dots 10) d_k \quad (16)$$

$$l_\theta = 7(d_k^1 - d_k)$$

$d_k^1$  - конечный диаметр диффузора.

$$d_k^1 = 2 d_k \quad (\text{из работы [11]}),$$

$$l_c = (3,4 \dots 3,7) d_k \quad (19)$$

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пример расчета жидкостно-газового струйного компрессора.

Дано:

$P_{\text{вых}} = 0,55$  МПа - абсолютное конечное давление ГЖС на выходе ЖГСК;

$P_{\text{г}} = 0,2$  МПа - абсолютное начальное давление газа на входе ЖГСК;

$P_{\text{ж}} = 2,1$  МПа - абсолютное давление рабочей жидкости;

$Q_{\text{г}} = 1500$  м<sup>3</sup>/час - объемный расход газа;

$Q_{\text{ж}} = 220$  м<sup>3</sup>/час - объемный расход воды;

$T_{\text{н}} = 283^{\circ}\text{К}$  - начальная температура газа;

$T_{\text{ж}} = 283^{\circ}\text{К}$  - начальная температура воды.

Безразмерный перепад абсолютных давлений составит:

$$(\Delta P_{\text{г}}/\Delta P_{\text{ж}}) = (0,55 - 0,2)/(2,1 - 0,2) = 0,1842.$$

Из таблицы 1 следует:

$$(f_{\text{к}}/f_{\text{с}}) = 2,8.$$

По формуле (13) также определяем:

$$(d_{\text{к}}/d_{\text{с}})_{\text{опт}} = 0,935 \cdot (0,1842)^{-0,34} = 1,66.$$

Сравнивая, получим:

$$f_{\text{к}}/f_{\text{с}} = (d_{\text{к}}/d_{\text{с}})_{\text{опт}}^2,$$

т.е. табличные данные практически совпадают с расчетами по (13).

4. Расчет диаметра сопла ( $\rho_{\text{ж}} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>).

$$d_{\text{с}} = \sqrt{4 \cdot 220/3,14 \cdot 0,94 \cdot 3600 \sqrt{1100/2 \cdot (2100000 - 2000000)}} = 38 \text{ мм}$$

Расчет диаметра  $d_{\text{к}}$  камеры смешения.

$$d_{\text{к}} = d_{\text{с}} \sqrt{2,8} = 38 \cdot \sqrt{2,8} = 65 \text{ мм}.$$



Расчет геометрических размеров.

$$l_k = 6 \cdot 65 = 390 \text{ мм}$$

$$l_g = 7 \cdot (130 - 6,5) = 455 \text{ мм}$$

$$l_c = 3,4 \cdot 65 = 220 \text{ мм.}$$

### ВЫВОДЫ

Обзор выполненных теоретических и экспериментальных исследований в области проектирования струйных аппаратов показал существенные различия в расчетах оптимальных соотношений геометрических размеров.

В результате анализа указанных работ выявлено, что оптимальное соотношение расстояния сопла от камеры смешения к диаметру камеры смешения, соответствующее интервалу 3,4... 3,7.

Предложена упрощенная методика расчета геометрических параметров ЖГСК, основанная на экспериментальном материале, полученном различными авторами.

Применение жидкостно-газовых струйных компрессоров, использующих в качестве рабочей жидкости сбрасываемую пластовую воду из системы ППД, позволит утилизировать попутный нефтяной газ низкого давления с конечных ступеней сепарации, компримировать его и транспортировать по системе газопроводов на газоперерабатывающие заводы или центральные пункты сбора ПНГ.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Городивский А.В., Рошак И.И. Утилизация сероводородсодержащего нефтяного газа насосно-эжекторной установкой. - Нефтяное хозяйство, 1989, №7, с.67-68.
2. Применение струйных насосов для подъема продукции скважин /Марьенко В.П., Миронов С.Д., Мищенко И.Т., Цепляев Ю.А. - Обзорная информация ВНИИОЭНГ - М 1986, вып. 14 (21), - 36 с.
3. Долгов Д.В. Влияние межснопного расстояния на характеристику жидкостно-газового эжектора // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. [http://www.ogbus.ru/authors/Dolgov/Dolgov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Dolgov/Dolgov_1.pdf). - 9 с.
4. Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. Обзор по основным направлениям развития отрасли - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - 44с.
5. Соколов Е.Я. Зингер И.М. Струйные аппараты. 2-е изд. - М.: Энергия. 1970.-288 с.
6. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. Л.: Машиностроение. 1988. - 256 с.
7. Каменев П.Н. Гидроэлеваторы в строительстве. М.: Стройиздат. 1964.-403 с.

8. Кореннов Б.Е. Исследование водовоздушных эжекторов с удлиненной цилиндрической камерой смешения - Автореферат дис.... канд. техн. наук. - М, 1980. - 23 с.
9. Берман Л.Д., Ефимочкин Г.И. Экспериментальное исследование водоструйного эжектора. // М.: Теплотехника. - № 2. - 1964. - С.9-15.
10. Васильев Ю.Н., Гладков Е.П. Экспериментальное исследование вакуумного водо-воздушного эжектора с многоствольным соплом. - В сб.: Лопаточные машины и струйные аппараты, вып.5. - М.: Машиностроение, 1971 - С.262 - 306.
11. Гамус И.М., Картелев Б.Г., Ясвонский Л.И. Техническое водоснабжение ГЭС регулируемыми эжекторами. - Л.: Энергоатомиздат, 1986. - 84 с: Б-ка гидротехника и гидроэнергетика, вып.84.
12. Губайдуллин М.М. К вопросу истечения струи газонасыщенной нефти через сопло инжектора. - В кн.: Вопросы совершенствования информационно-измерительных систем в нефтедобыче. - Казань, 1976. - с.181-185.
13. Каннингэм Р.Г. Сжатие газа с помощью жидкоструйного насоса. - Тр. амер. общ. инж.-механиков, серия Д. Теоретические основы инженерных расчетов, 1974, №3. - С. 112 -128
14. Каннингэм Р.Г., Допкин Р. Дж. Длина участка разрушения струи и смешивающей горловины жидкоструйного насоса для перекачки газа. • Тр. амер. общ. инж.-механиков, серия Д. Теоретические основы инженерных расчетов, 1974, №3, с. 128 -141.
15. Петров В. И., Липин В.В. Кавитационные характеристики струйных насосов при работе на газонасыщенных и газосодержащих жидкостях. - В кн.: Гидрогазодинамика энергетических установок / Под. ред. В.В.Пилиленко - Киев.: Наукова думка, 1982, С. 3 - 21.
16. Подвидз Л.Г., Кирилловский Ю.Л. Расчет струйных насосов и установок. - Тр. /ВИГМ, 1968. вып.38 - с 44 - 97.

## МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ АВАРИЙНОСТИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ

*Ш.В. Рахматуллин, А.М. Зиновьев*

*СамГТУ, каф. «РиЭНиГМ»*

*г.Самара, Россия*

*e-mail: [Rahmatullin\\_SV@mail.ru](mailto:Rahmatullin_SV@mail.ru)*

Проведена практическая работа в условиях конкретного управления по решению проблемы аварийности на нагнетательном фонде, предложены пути решения данной проблемы, предложено внедрение дополнительного оборудования в составе подъемного лифта насосно-компрессорных труб.

**Ключевые слова:** насосно-компрессорная труба, пакер, расчет нагрузок.

В нефтегазодобывающем управлении «Комсомольскнефть» (далее – НГДУ «Комсомольскнефть») наряду с подразделениями публичного акционерного общества «Сургутнефтегаз» (далее – Общество) основной проблематикой эксплуатации нагнетательного фонда скважин является высокая аварийность.

Аварийность нагнетательных скважин с каждым годом приобретает все большую актуальность, поскольку авария приводит к дорогостоящим капитальным ремонтам, а в случае не успешности ремонтных работ к ликвидации скважины.

Только за период 2018-2020 гг. на месторождениях НГДУ «Комсомольскнефть» было проведено 100 капитальных ремонтов скважин (КР-3).

В настоящее время проблема безаварийной эксплуатации подземного оборудования нагнетательных скважин остается фактически нерешенной. Сложность проблематики обусловлена совокупностью геологических и организационно-технических причин.

Геологические причины разработки и ввод в эксплуатацию Юрских горизонтов, характеризующихся низкими коллекторскими свойствами и большой глубиной залегания. Средняя глубина спуска подвески НКТ на нагнетательных скважинах, обеспечивающих закачку на пласты групп ЮС составляет 2953м со средней приемистостью по скважинам 63 м<sup>3</sup>/сут.

Организационно-технические причины — это регламентированные сроки эксплуатации НКТ в скважинах, без привязки к остаточному ресурсу трубы.

В процессе эксплуатации скважин нагнетательного фонда геологическими службами проводятся плановые и внеплановые работы по обработке призабойной зоны пласта (далее – ОПЗ) скважины. Данные обработки проводятся как по неподходящей технологии силами звеньев СУХТП, бригад НТ, так и подходящими методами при проведении ремонта.

Ремонты планируемые с целью ревизии подвески при условии соблюдения регламентированных сроков эксплуатации и подъема НКТ не исключают возможности выявления в процессе проведения ремонта осложнений в виде прихвата подземного оборудования и/или аварии связанной с расчленением НКТ и элементов подвески.

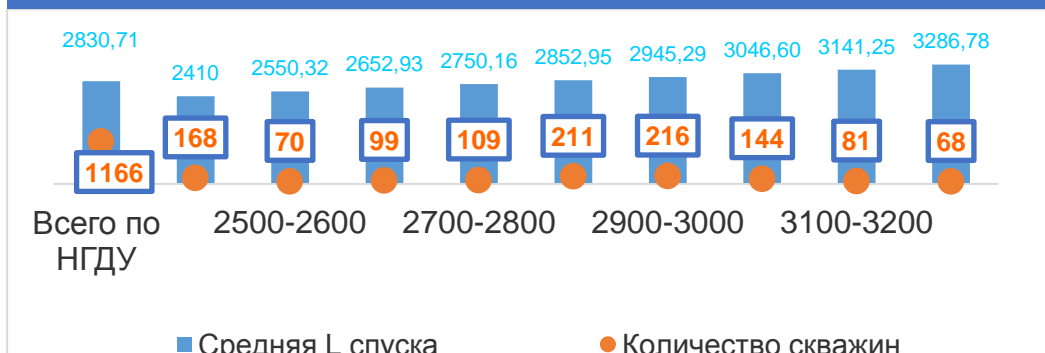
Анализ эксплуатации и аварийности нагнетательных скважин по НГДУ «Комсомольскнефть» выявил основные проблемы эксплуатации и причины аварийности на данном фонде скважин.

Основными проблемами являются:

- глубины спуска НКТ в сочетании с пакерным оборудованием средняя глубина скважин в НГДУ "Комсомольскнефть" - 2830 метров см. график 1;

График 1. Средняя длина подвесок и количество скважин

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



- периодическая необходимость проведения ОПЗ.

Аварийные элементы и причины систематизируются по элементам:

- обрыв подвешного патрубка;
- обрыв по телу НКТ;
- прихват пакерного оборудования.

по причинам;

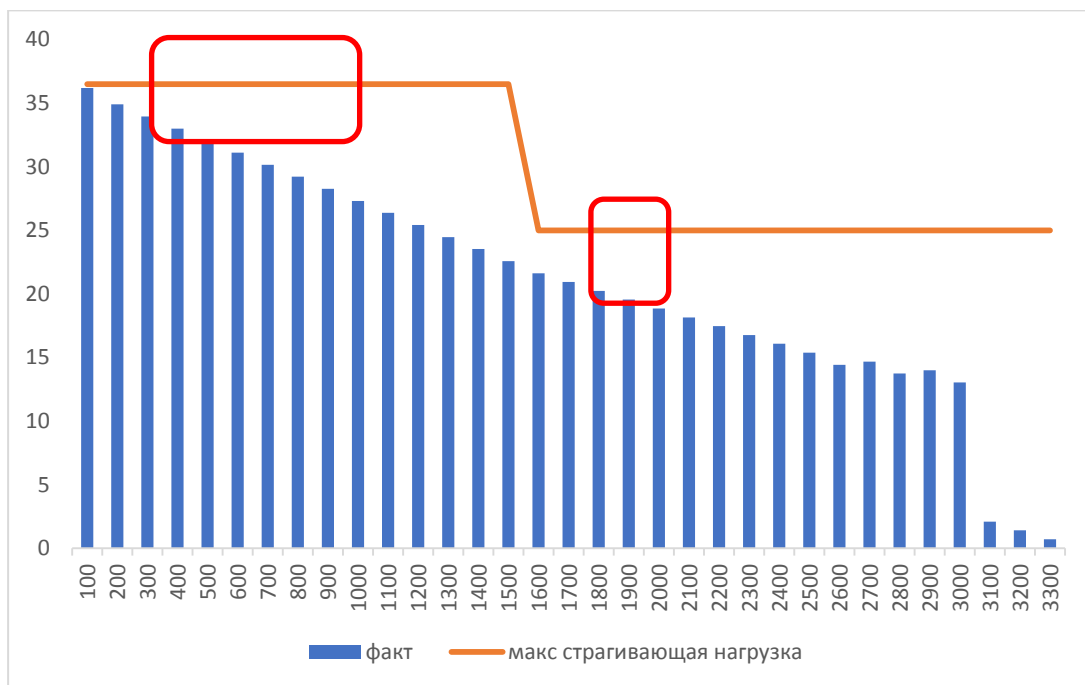
- обрывы, связанные с длительной наработкой;
- обрывы при проведении подъемных операций в ходе проведения ремонта.

Обрывы, связанные с длительной наработкой это следствие соблюдения регламентных сроков эксплуатации, которые не привязаны к ресурсу трубы, естественного износа при эксплуатации. Для данной группы характерны обрывы по подвешному патрубку в следствии коррозионных процессов в резьбовом соединении.

Обрывы при проведении подъемных операций в ходе проведения ремонта связаны с приложением нагрузок превышающие максимально допустимые. Для данной группы основной причиной обрывов является прихват пакерного оборудования, а также обрыв по подвешному патрубку при срыве и расхаживании пакера. При расчете распределения нагрузок выясняется, что прилагаемая максимально допустимая нагрузка на устье после выборки собственного веса колонны не позволяет обеспечить нагрузку необходимую для снятия пакера. Согласно паспорта данная нагрузка варьируется от 8 до 10 тонн [1].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

График 2. Распределение нагрузок в зависимости от глубины.



Поэтому мы зачастую имеем не прихват, а отсутствие необходимой нагрузки для перевода в транспортное положение. Так же свою лепту сюда вносит потери на трение об эксплуатационную колонну.

Для решения выявленных проблем

Сложившиеся условия подталкивают нас к решению задач по обеспечению запаса прочности или сохранения имеющихся механических свойств труб на весь период эксплуатации. Особыми условиями апробации являются, срок получения фактических результатов по прошествии 4 – 6 лет.

Так к примеру, для сохранения механических свойств с 2015 года в НГДУ «Комсомольскнефть» обеспечено внедрение при ремонте во все скважины ППД патрубка подвесного с внутренним защитным покрытием. В текущем году производим подъем данных скважин, случаев отказа по патрубку с покрытием нет.

На основании проведенной работы была разработана программа на 2020 - 2024 года по снижению аварийности, которая включает в себя следующие мероприятия:

- в целях обеспечения запаса прочности внедряется в первую ступень НКТ Ø 89мм с внедрением планшайб 89 мм.

- в целях снижения нагрузки внедряются пакера со сниженной нагрузкой снятия;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- в целях обеспечения неизменности механических свойств активно внедряется НКТ с внутренним защитным покрытием.

Информация по внедрению по итогам 2020 года.

№ п/п	Мероприятия	Объем внедрения	Год начала внедрения	Год получения результатов
1	Внедрение НКТ и планшайбы 89 мм.	60	2020	2024
2	Внедрение пакера с покрытием внутреннего ствола и сниженной осевой нагрузкой	14	2020	2024
3	Внедрение НКТ с защитным внутренним покрытием	21	2020	2025

Ведется опытная работа по испытанию безопасного переводника (разъединителя). Целью которой является обеспечение подконтрольного разъединения подвески от пакера после отработки нормативного срока, подъема НКТ, подъема пакера производится на технологической трубе, которая имеет необходимый запас прочности.

Для опытных работ разрабатываются два варианта. Первый вариант с растворимыми штифтами (см. рис. 1.), которые в процессе эксплуатации потеряют свойство противостоять срезу при подъеме подвески, при этом контрольные металлические штифты будут обеспечивать герметичность до подъема. Сопротивление на срез последних рассчитано на 3 тонны.



Рис. 1. Первый вариант переводника с растворимыми штифтами



Второй вариант переводник с левой резьбой, по задумке бригада подземного ремонта при отработке нормативного срока подвески, производит вращение подвески на заворот, при этом происходит отворот контрольного соединения над пакером и далее, как в первом варианте производится подъем пакера технологической трубой [2].



Рис. 2. Второй вариант переводника с левой резьбой

Внедрение и выполнение данных мероприятий позволит свести к минимуму дорогостоящие капитальные ремонты по устранению аварий на нагнетательном фонде, что значительно сократит себестоимость закачки воды 1 м<sup>3</sup> в пласт.

### Список литературы

1. А.Е.Сароян (АНИПИнефть), С.А.Уланова, В.И.Белоцерковский, В.Ф.Кузнецов, В.Н.Пчелкин (ВНИИТнефть) Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб РД 39-1-306-79.
2. Каталог продукции №16 издание №1, научно производственная фирма «Октябрьский пакер»

### **ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РАБОЧИХ КОЛЕС И ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ МРП НАСОСОВ ЦНС В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НЕРАСТВОРИМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

*М.Р. Левченко, д.т.н., профессор Г.Г. Гилаев*

*Кубанский Государственный Технологический Университет,  
Кафедра Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна*

<sup>1</sup>С.С. Ульянов, <sup>1</sup>В.М. Хафизов, <sup>1</sup>А.В. Черепанов,  
<sup>1</sup>Д.В. Гомонов, <sup>2</sup>А.Г. Гилаев

<sup>1</sup>АО «Самаранефтегаз», г. Самара, Россия

<sup>2</sup>ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Россия

**Аннотация.** На примере объекта АО «Самаранефтегаз» предложены технические решения, направленные на исключение образования отложений на внутренних поверхностях технологического оборудования. Описана практическая часть проведенных испытаний и полученных результатов.

**Ключевые слова:** КПД, отложения АСПО, наработка, удельный расход электроэнергии, полимерные рабочие колеса, полимерное покрытие, насос, насосное оборудование, МРП.

Агрессивная рабочая среда играет большую роль на отказ оборудования из-за содержащихся в ней механических примесей и отложений. Негативное влияние отложений и механических примесей отрицательно сказывается на КПД и сокращает межремонтный период насосных агрегатов [1].

Основные причины:

- Коррозия направляющих рабочего колеса;
- Износ рабочего колеса;
- Отложения АСПО.

Образующиеся в процессе подготовки и перекачки нефти отложения можно подразделить на две группы:

1. Растворимые;
2. Нерастворимые.

Основным методом для борьбы с растворимыми отложениями является применение химических реагентов, а именно ингибиторов отложений, что позволяет исключить их образование в процессе подготовки и перекачки нефти [2].

При образовании нерастворимых отложений применение ингибиторов становится неэффективным, в связи с чем оборудование при образовании отложения выводится в ремонт для последующего механического удаления образовавшихся отложений [3].

Одним из объектов с образованием нерастворимых отложений на технологическом оборудовании в АО «Самаранефтегаз» является УПСВ «Софинско-Дзержинская».

На внутренних поверхностях насосного оборудования образуются нерастворимые отложения, из-за этого происходит снижение производительности насоса с последующим его выводом в ремонт (Рисунок 1).

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рис 1. Разбор ЦНС 60х330 со стальными рабочими колесами. Нароботка 368 часов. Отложения на рабочих органах составляют 99 %.

Образующиеся на насосном оборудовании отложения были отобраны и исследованы в ООО «СамараНИПИнефть» с целью определения их состава.

Лабораторные испытания образца проводили в соответствии с Методическими Указаниями Компании «Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин» № П1-01.03 М-0016, приложение №2 «Определение состава кольматанта и выбор реагента при планировании химической обработки скважины [4].

Результаты качественного анализа отложений отображены в таблице 1.

<b>Растворимые соединения, вес %</b>	
Нефтепродукты (АСПО)	4,86
Карбонаты	-
Окислы, соли железа, галит	25,52
<b>Нерастворимые соединения, вес %</b>	
Сульфаты	60,89
Кварц, Глина	-

Таблица 1. Качественные анализ отложений

Внешний вид отложения до и после отмыва углеводородов представлен на Рисунке 2.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



До отмыва углеводородов



После отмыва углеводородов

Рис 2. Внешний вид отложений, отобранных с насоса на УПСВ «Софинско-Дзержинская»

Таким образом, можно сказать, что в составе отобранных отложений основную часть занимают сульфаты - 60,89%.

В подтверждение полученного результата был проведен качественный анализ отложений на элементном анализаторе Спектроскан, который показал, что в пробе преимущественно находятся кальций и сера. Как видно из Рисунка 3, железо отсутствует, т.е. отложения состоят из сульфата кальция и галита [5].

Дата анализа: 01.10.2020 13.01

Средние значения:

	Значение	Смбк
Mg	0,77 [%]	0,16
Al	1,211 [%]	0,062
Si (*)	<НПК [%]	
P	0,005 [%]	0,001
S (*)	131,549 [%]	1,112
K (*)	<НПК [%]	
Ca	24,349 [%]	0,229
Ti	0,002 [%]	0,003
V	<НПК [%]	
Cr	<НПК [%]	
Mn	0,001 [%]	0,002
Fe (*)	<НПК [%]	
Co	0,0011 [%]	0,0011
Ni	0,0040 [%]	0,0007
Cu	0,003 [%]	0,003
Zn	0,0028 [%]	0,0010
As	<НПК [%]	
Sc	0,3142 [%]	0,0032
Ba (*)	<НПК [%]	
Pb	0,0017 [%]	0,0036

Рис 3. Качественный анализ предоставленного кольматанта на элементном анализаторе

Для исключения образования отложений на рабочих органах насоса, а также на основании полученных рекомендаций ООО «СамараНИПИнефть» были выполнены следующие мероприятия [6]:

1. По рекомендации СНИПИ была организована подача ингибитора солеотложений на приемный трубопровод насосных агрегатов в течение календарного месяца. Результат не получен. Насосы выходили из строя в течение 6-14 суток.

2. Устранение нерастворимых отложений путем периодической обработки соляной кислотой. По результатам промывки увеличилась производительность до 95% от номинальной величины, но в течение суток насосный агрегат выведен в ремонт по причине снижения производительности [7].
3. Применение насосов с большей производительностью. Результат не получен. Нароботка насосов увеличена незначительно.

Все вышеперечисленные технические решения не дали положительного эффекта.

С целью исключения образования отложений предлагается применить следующие технические решения [8]:

- применение рабочих колес, изготовленных из полимерного материала;
- нанесение полимерного покрытия на внутреннюю поверхность рабочих органов ЦНС.

### **Применение рабочих колес, изготовленных из полимерного материала**

С целью исключения образования отложений на рабочих колесах насоса было предложено установить на насосный агрегат колеса, изготовленные из полимерного материала.

15.07.2021 г. на УПСВ «Софинско-Дзержинская» смонтирован и запущен в работу насосный агрегат с установленными рабочими колесами, изготовленными из полимерного материала (Рисунок 4) [9].



Рис 4. Рабочее колесо, изготовленное из полимерного материала

30.09.2021 г. насос был остановлен и выведен из работы для последующего комиссионного разбора по причине снижения производительности [10].

По результатам комиссионного разбора выявлено:

- в направляющих аппаратах всех ступеней обнаружены твердые нерастворимые отложения;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- состояние подшипникового узла со стороны эл. двигателя-удовлетворительное;
- состояние подшипникового узла со стороны крышки нагнетания удовлетворительное;
- состояние вала: язвенной коррозии и острых кромок не обнаружено;
- отложений на рабочих колесах с полимерным покрытием не выявлено, колеса в удовлетворительном состоянии.

Рабочие каналы рабочих колес были чистыми. После промывки, колеса готовы к повторному использованию (Рисунок 5).



Рис 5. Разбор ЦНС 60х300 с полимерными рабочими колесами Нароботка 1676 часов. Отложения на рабочих органах отсутствуют.

### **Итоги:**

- Нароботка составила - 1676 ч
- Получен дополнительный эффект в снижение удельного расхода электроэнергии процесса на 5 %.

### **Преимущества полимерного рабочего колеса [11].**

- Снижение веса рабочего колеса из ЖКП;
- Увеличение КПД насосного оборудования;
- Повышение межремонтного периода;
- Полимерные рабочие колеса обеспечивают большую эксплуатационную и экономическую эффективность.

### **Нанесение полимерного покрытия на внутреннюю поверхность ЦНС**

Вторым техническим решением, которое было предложено для исключения образования отложений на рабочих колесах насоса, является нанесение полимерного покрытия на внутреннюю поверхность ЦНС. Основным критерием достижения эффекта является снижение шероховатости (сопротивление движению жидкости практически равняется нулю), тем самым, достигается необходимый эффект по исключению образований отложений [12,13].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В декабре 2021 года в рамках были выполнены работы по нанесению полимерного покрытия на рабочие органы насоса марки ЦНС 60-330 (направляющие аппараты, рабочие колеса, крышка всасывания, крышка нагнетания) [14].

20.01.2022 были проведены работы по сборке насоса ЦНС 60х330 с нанесенным полимерным покрытием на внутренние поверхности рабочих органов насоса (рабочие колеса, направляющие аппараты, крышка всасывания, крышка нагнетания) (Рисунок 6) [15].



Рис 6. Сборка насоса ЦНС 60х330 с нанесенным полимерным покрытием

10 февраля 2022 года на УПСВ «Софинско-Дзержинская» запущен в работу насосный агрегат с нанесенным полимерным покрытием.

4 марта насос выведен в ремонт по причине снижения производительности. Нарботка составила 729 часов.

По результатам комиссионного осмотра выявлено, что причиной снижения производительности стало наличие отложений на внутренней поверхности корпусов насоса (полимерное покрытие не наносилось). На поверхностях с нанесенным полимерным покрытием отложений не обнаружено [16].

Полученные результаты позволяют утверждать, что при нанесении полимерного покрытия на всю внутреннюю поверхность насоса интервал межремонтного периода составит не менее 7800 часов.

### **Сравнение технических предложений**

Исходя из технических показателей, можно сделать вывод, о эффективности предложенных технических решений:



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наименование показателя	ЦНС 60/330	ЦНС 60/330 с полимерным покрытием	ЦНС 60/330 с полимерными колесами
Количество отработанных часов	358 ч	Фактическая наработка на 15.04.2022-729 ч. Плановая при полном нанесении - 7800 ч	1676 ч
Удельный расход электроэнергии	1,55	1,5	1,51

Дополнительно стоит отметить, что применение полимерного покрытия позволяет снизить коррозионный износ металла, что позволяет увеличить срок эксплуатации оборудования [17].

Полученные во время проведения испытания результаты позволяют сделать выводы о целесообразности применения полимерных рабочих колес и полимерного покрытия на насосных агрегатах (ЦНС), эксплуатируемых в АО «Самаранефтегаз».

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. МУК «Единые технические требования. Насосы центробежные типа ЦНС низконапорные». №П1-01.04 М-0022 версия 2.00 от 11.04.2018.
2. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Изучение трещиноватости горных пород – Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 65-70
3. ТУ 2225-006-11502704-2012. Технические условия. Порошковый эпоксидный материал.
4. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. №2. С. 37-44
5. МУ 3298-00.001. Методические указания по проведению обследования центробежных насосов типа ЦНС с истекшим сроком службы и определению возможности дальнейшей эксплуатации.
6. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин. - Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. с. 62-66.
7. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. №4. С. 33-41.

8. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации";
9. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Определение давления на пласт при пластическом течении материала горной породы. – В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 400-406
10. Политика компании в области повышения энергоэффективности и энергосбережения №П2-04.02 П-01 версия 1.00 №568-П от 28.04.2014 г. Изменения №788-П от 12.05.2017;
11. Положение Компании «Планирование и оценка фактического энергосберегающего эффекта от реализации программ энергосбережения нефтегазодобывающих Обществ Группы» №П2-04.05 Р-0333, версия 1.00.
12. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 83-88
13. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 88-93
14. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Анализ причин низкой эффективности кислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 52-56
15. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 46-52
16. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Исследование процессов сопротивления фильтров, находящихся в контакте с породой. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 365-372
17. Гилаев Г.Г., Хабибуллин М.Я., Антониади Д.Г. Реинжиниринг инфраструктуры как эффективный инструмент поддержания базовой добычи нефти и газа. - Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. с. 77-81.

**ВНЕДРЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОТОКОВОГО  
КОНТРОЛЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ  
ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ НА  
ОБЪЕКТАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

*М.Р. Левченко, д.т.н., профессор Г.Г. Гилаев*

*Кубанский Государственный Технологический Университет,  
Кафедра Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна*

*М.И. Орлов, В.М. Хафизов, А.Е. Чернов, Г.Г. Гилаев., Ю.В. Хотько*

*АО «Самаранефтегаз», г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье проанализированы существующие методы контроля и мониторинга хлорорганических соединений в системе сбора и подготовки нефти. Рассмотрены лабораторные методы анализа проб на содержание массовой доли ХОС в нефти и выбран оптимальный метод для внедрения в системе сбора и подготовки нефти. Произведён расчёт технологического эффекта за счёт автоматизации технологического процесса. Результатом работы является предложение новой технологии контроля ХОС с помощью потокового анализатора ХОС, который позволит регистрировать концентрацию ХОС в нефти в режиме реального времени[1].

**Ключевые слова:** контроль и мониторинг хлорорганических соединений; нефть, подготовленная до товарных кондиций; потоковый анализатор ХОС.

Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 20.12.2017 №89 принят технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию «ТР ЕАЭС 045/2017», который устанавливает требования в части содержания массовой доли ХОС в нефти[2].:

- массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°C - не более 6 ppm (ранее значение регламентировалось ГОСТ Р 51858 и составляло 10 ppm) [3].

Основным продуктом производственной деятельности нефтедобывающего предприятия является нефть, подготовленная до товарных кондиций в соответствии ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия», сдаваемая (посредством выполнения приемо-сдаточных операций) в систему магистральных трубопроводов [4]. Именно от объемов подготовленной и сдаваемой в систему магистральных трубопроводов нефти зависит прибыль любого предприятия, поэтому так важно обеспечить заданный уровень добычи нефти и подготовку нефти в соответствии с вышеуказанными показателями качества. И в данном случае обеспечение показателя качества нефти «содержание массовой доли органических хлоридов (далее ХОС) во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, не более 6 ppm» является наиболее сложным с точки зрения реализации, поскольку технологическое оформление объектов подготовки нефти большинства нефтепромысловых предприятия не предусматривает очистку нефти от ХОС[5,6].

Хлорорганические соединения представляют собой соединения, в которых один или более атомов водорода замещены атомами хлора – RCl, где R – углеводородный радикал, а Cl – атом хлора. Хлорорганические соединения хорошо растворимы в органических растворителях и маслах. Легколетучие ХОС (ЛХОС) представляют собой группу ХОС, температура кипения которых ниже 204 °С. Все ХОС по вариантам происхождения условно можно разделить на три группы [7]:

- природные (которые изначально содержатся в добываемой нефти);
- привнесенные (которые искусственно внесены с нефтепромысловыми реагентами);
- образующиеся (образовались в результате реакции химических компонентов, содержащихся в различных нефтепромысловых реагентах, и, возможно, отдельных химических компонентов, содержащихся в нефти) [8].

В настоящее время для поддержания уровня добычи нефти или для увеличения объемов добычи нефти, широко выполняются различные геолого-технические мероприятия, в том числе с использованием химических веществ/реагентов. Также для ведения процессов подготовки и перекачки скважинной продукции применяются различные классы нефтепромысловых реагентов (деэмульгаторы, ингибиторы, поглотители сероводорода) [9]. Вышеуказанные химические вещества/реагенты по отдельности или в совокупности могут привести к образованию или к увеличению ХОС в нефти. А учитывая, что помимо привнесенных в нефти также содержатся компоненты ХОС нативного (природного) происхождения, значение показателя качества нефти «содержание массовой доли органических хлоридов (далее ХОС) во фракции, выкипающей до температуры 204 °С» может превысить допустимое значение в 6 ppm [10,11]. На нефтедобывающих предприятиях организован контроль содержания ХОС в нефти, предусматривающий получение опережающего результата о потенциальном повышении ХОС в том или ином потоке. Контроль (в основном) заключается в проведении операций по отбору проб с целью последующего их лабораторного исследования. Пробы с потоков отбираются ежедневно на этапах добычи, подготовки и транспортировки нефти с целью получения опережающего результата по росту концентрации ХОС в скважинной продукции. Определение концентрации ХОС в пробах нефти выполняется согласно ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» методами: А, Б, В. Каждый метод по-своему уникален и выполняется за определенный промежуток времени [12,13]:

- Метод А (перегонка, восстановление бифенилом натрия и потенциометрическое титрование) - устанавливает определение массовой доли хлорорганических соединений (массовой доли органических хлоридов) в промытой фракции нефти восстановлением бифенилом натрия с последующим потенциометрическим титрованием. Длительность проведения испытания составляет – не менее 8 часов (без пробоподготовки).
- Метод Б (перегонка, восстановление бифенилом натрия и потенциометрическое титрование) - устанавливает определение массовой доли хлорорганических соединений (массовой доли органических хлоридов) в промытой фракции нефти сжиганием в среде кислорода с последующим микрокулонометрическим титрованием. Длительность проведения испытания составляет – не менее 7,6 часов (без пробоподготовки).

- Метод В (перегонка, восстановление бифенилом натрия и потенциометрическое титрование) - устанавливает определение массовой доли хлорорганических соединений (массовой доли органических хлоридов) во фракции нефти в прямой зависимости интенсивности линии хлора в спектрах рентгеновской флуоресценции от концентрации массовой доли хлорорганических соединений (массовой доли органических хлоридов). Длительность проведения испытания составляет – не менее 5,5 часов (без пробоподготовки) [14,15].

Как видно из представленного анализа, все применяемые методы определения концентрации ХОС (согласно ГОСТ Р 52247-2021) имеют один общий недостаток – длительность выполнения испытания (от 5,5 часов до 8 часов без учета пробоподготовки). Учитывая, что товарно-коммерческие операции по сдаче товарной нефти выполняются в бесперебойном (непрерывном) режиме, несвоевременное выявление повышенного содержания ХОС в нефти грозит остановкой сдачи товарной нефти, потерей прибыли нефтедобывающего предприятия и репутационными рисками [16].

С учетом обработанной информации, была рассмотрена возможность внедрения в производственный процесс аналитической системы (выполненной во взрывозащищенном исполнении) для потокового контроля содержания хлорорганических соединений (анализатор ХОС) с целью своевременного выявления привнесенных компонентов ХОС [17].

Поточный анализатор способен в режиме реального времени фиксировать наличие в нефти компонентов ХОС и их концентрацию. Измерения проводятся в автоматическом режиме по заданному графику. Минимальное время цикла 6 минут. Расчет концентраций компонентов проводится на внутренней системе анализатора. Обслуживающий персонал нефтепромыслового объекта подготовки нефти может корректировать режимы анализа и обработки данных через удаленный компьютер [18].

Таким образом, преимущества потокового анализатора ХОС [19]:

- возможность индивидуального определения хлорсодержащих соединений с последующим расчётом общего органического хлора;
- анализ ХОС в потоке перекачиваемой нефти, без остановки перекачки;
- отсутствие сложной пробоподготовки, время анализа – 10 минут;
- оперативное наблюдение за изменением их содержания;
- размещение комплекса в обогреваемом шкафу;

Резюмируя, можно сказать, что применение потокового анализатора ХОС позволит:

- сократить время, затрачиваемое на доставку проб в лаборатории и проведение анализов на определение содержания ХОС;
- обеспечить точность определяемых показателей;
- исключить человеческий фактор;
- сократить затраты на реактивы и лабораторные исследования;
- увеличить количество самих испытаний;
- обеспечить выгрузку данных в автоматическом режиме на ПК в режиме реального времени.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. ГОСТ Р 51558-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
2. ТР ЕАЭС 045/2017 Технологический регламент евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию»
3. ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений».
4. Гилаев Г.Г., Хабибуллин М.Я., Антониади Д.Г. Реинжиниринг инфраструктуры как эффективный инструмент поддержания базовой добычи нефти и газа. - Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. с. 77-81.
5. ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений».
6. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Исследование процессов сопротивления фильтров, находящихся в контакте с породой. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 365-372
7. ГОСТ 2477-2014 Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
8. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 46-52
9. ГОСТ 2517-2012 Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
10. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Анализ причин низкой эффективности кислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 52-56
11. ГОСТ 4166-76 Межгосударственный стандарт. Реактивы. Натрий сернокислый. Технические условия.
12. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 88-93
13. ГОСТ 4517-2016 Межгосударственный стандарт. Реактивы. Методы приготовления вспомогательных реактивов и растворов, применяемых при анализе.
14. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021.



- Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 83-88
15. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Определение давления на пласт при пластическом течении материала горной породы. – В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 400-406
  16. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Изучение трещиноватости горных пород – Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 65-70
  17. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. №2. С. 37-44
  18. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин. - Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. с. 62-66.
  19. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибулин М.Я. Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. №4. С. 33-41.

### ЭКСПРЕСС-ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ МЕТОДОМ ФОТЕКОНСКОПИИ

*М.Р. Левченко, д.т.н., профессор Г.Г. Гилаев*

*Кубанский Государственный Технологический Университет,  
Кафедра Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна*

*<sup>1</sup>С.С. Ульянов, <sup>1</sup>Н.В. Фомина, <sup>1</sup>Я.Н. Решетникова,  
<sup>2</sup>А.А. Федорец, <sup>3</sup>Д.Г. Антониади*

*<sup>1</sup>АО «Самаранефтегаз», г. Самара, Россия  
<sup>2</sup>ООО «Фотекон», г. Тюмень, Россия  
<sup>3</sup>ООО «НК «Роснефть» -НТЦ», г. Краснодар, Россия*

**Аннотация.** На примере нефтей групп месторождений, разрабатываемых АО «Самаранефтегаз», изучена возможность установления места происхождения нефти на основании автоматизированного экспресс-анализа пробы методом фотеконскопии. Также рассмотрен осложненный случай, когда исходная проба содержит высокую долю воды, механические примеси и растворенный газ. Установлено, что такие пробы могут анализироваться после предварительной процедуры отстаивания и разделения флюида на нефтяную и водную фракции.

**Ключевые слова:** идентификация нефти, физико-химические методы анализа нефти, обводненные пробы нефти, фотеконскопия.



В технологических процессах добычи транспорта и переработки углеводородов зачастую очень важны эффективные методы измерения физико-химических параметров сырья и всевозможных реагентов, применяемых на производстве. Как правило, речь идет о жидкостях крайне сложных, разнородных по химическому составу [1,2] и, соответственно, весьма непростых для объективного контроля с применением стандартных лабораторных методик и оборудования. Если в случае реагентов дополнительные сложности порождает неизвестный, как правило скрываемый производителем химический состав, то в случае нефти сам ее состав, включающий сотни очень разнородных органических соединений, является серьезным вызовом[3].

Впервые возможность идентификации и установления места происхождения нефти на основании автоматизированного экспресс-анализа пробы методом фотеконскопии была подтверждена в ходе опытно-промышленных испытаний, проведенных совместно с компанией ООО «РН-Пурнефтегаз». Целью данного исследования была не только проверка применимости инновационной технологии для нефтей группы месторождений, разрабатываемых АО «Самаранефтегаз», но и отработка методики на пробах с исходной высокой концентрацией воды [4,5].

**Основы метода фотеконскопии.** Химический состава жидкости определяет сложный комплекс ее физико-химических параметров: вязкость, поверхностное натяжение, теплопроводность, температурные и концентрационные коэффициенты поверхностного натяжения и др. При анализе методом фотеконскопии на пробу в виде тонкого слоя жидкости воздействуют тепловыми импульсами. При этом развивается термокапиллярное (ТК) течение, которое локально деформирует поверхность слоя в виде осесимметричного микроуглубления [6,7]. Отраженный от ТК углубления сканирующий лазерный луч позволяет регистрировать особенности профиля и динамику деформации, которые определяются комплексом физико-химических параметров жидкости. Оптический сигнал обрабатывается компьютером и строится фотеконограмма. Как по отпечатку пальца можно идентифицировать человека, так по фотеконограмме тип жидкости. Причем, вне зависимости от сложности состава, жидкость анализируется как целое. Это не только упрощает процедуру анализа, но и исключает потенциальные ошибки из-за неполноты массива данных (например, при идентификации по хроматограмме только легких фракций нефти) [8,9]

Метод фотеконскопии реализован в анализаторах серии «Фотекон» (рис. 1а) –многоцелевых приборах, которые разработаны и производятся в России и на сегодняшний день не имеют зарубежных аналогов. В силу сложности задачи, на данном этапе моделирование физических процессов, протекающих при анализе, ограничивается случаем однокомпонентных жидкостей [10,11]. Решение обратной гидродинамической задачи в перспективе позволит вычислять целый ряд параметров жидкости по фотеконограмме.

Исследование, проведенное на базе испытательной (химико-аналитической) лаборатории № 9 управления контроля качества АО «Самаранефтегаз», включало анализ проб нефти разного происхождения: Ветлянского, Солоцкого, Западно-Шпильского. Как уже отмечалось, часть проб в исходном состоянии были сильно обводнены (рис. 1б) и могли содержать механические примеси. Другим осложняющим фактором, который потребовал специальных мер, стало высокое содержания газа в отдельных пробах (рис. 1в) [12,13].

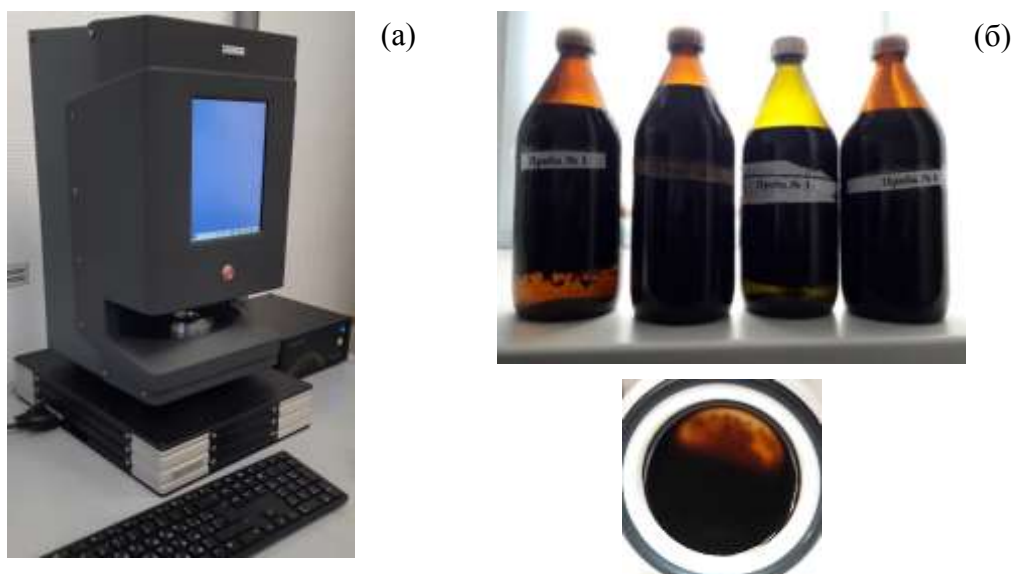


Рис. 1. (а) Анализатор жидкостей «Фотекон-С»; (б) Пример анализируемых проб нефти, часть из которых с высоким содержанием технической воды; (в) Кювета анализатора с нефтью без предварительной дегазации - видны хаотично распределенные в слое микропузырьки газа.

Механическое взбалтывание емкости с нефтью и водой предсказуемо давало неоднородную и нестабильную во времени эмульсию. Другого рода нестабильность имела место в случае проб нефти с высоким содержанием газа, пузырьки которого выделялись в жидкости и возмущали ТК течение. Эксперимент показал, что отстаивание нефти в открытой емкости (для отвода газа) в сочетании с нагревом до 60 °С, действительно, стабилизирует пробу, но и существенно ее модифицирует – испаряются легкие фракции, изменяется комплекс физико-химических свойств и, соответственно, контрольные параметры фотеконограммы. [14,15] Поэтому был применено длительное (12 часов) отстаивание нефти при комнатной температуре. При условии, что для анализа аликвота аккуратно отбиралась из отстоявшейся прослойки нефти, эта простейшая процедура оказалась весьма эффективной, вне зависимости от начальной обводненности нефти. Результаты идентификации образцов после процедур пробоподготовки (горячий и «холодный» отстой) представлены на рисунке 2 [16,17].

№	серия	S+	S-	S	Tc	Tr	Ts	соотв.
1	SAMNG Проба 3 дегаз (ср)	4.30	4.07	8.54	2.08	1.17	1.63	эталон
2	Проба 3 гор. отстой	4.55	1.98	6.45	2.28	1.26	1.77	нет
3	Проба 3 верх после отстоя	3.96	3.65	7.80	2.16	1.22	1.69	да

**Нормированная диаграмма контрольных параметров фотеконсокопии**

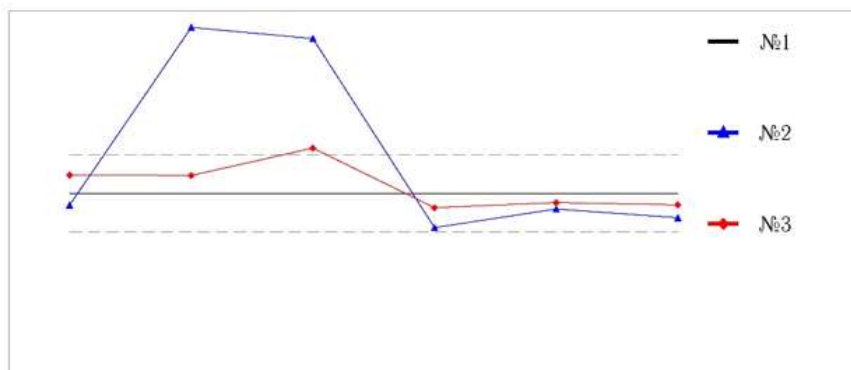


Рис. 2. Стандартный отчет (фрагмент) по результатам анализа проб жидкости. Обработку данных и вывод о соответствии/несоответствии проб эталону прибор делает в автоматическом режиме.

### Выводы

Таким образом, комплекс физико-химических свойств изученных образцов нефти, добываемой на месторождениях АО «Самаранефтегаз», позволяет проводить их экспресс-анализ методом фотеконсокопии.

Процедура отстаивания при комнатной температуре обводненных (в широком диапазоне) и насыщенных газом образцов нефти позволяет получать воспроизводимые результаты двух проб, отобранных в одной точке в разное время[18].

Необходимо продолжать исследования с целью накопления базы данных эталонных образцов нефти разных месторождений для последующего изучения процесса идентификации неизвестных образцов нефти методом фотеконсокопии.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 83-88
2. Федорец А.А. Многоцелевые приборы серии «Фотекон» для экспресс-контроля качества нефтепромысловых реагентов / Федорец А.А., Коротченко А.Н., Муромцев А.Я. // Инженерная практика. – 2016. – № 1-2. – С. 26–28.

3. Федорец А.А. Метод детектирования пороговой концентрации ароматических углеводородов в триэтиленгликоле / Федорец А.А., Иванов А.В., Бакин П.Ю., Даутов Т.Р. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 6 (96). – С. 81–85.
4. Гилаев Г.Г., Хабибуллин М.Я., Антониади Д.Г. Реинжиниринг инфраструктуры как эффективный инструмент поддержания базовой добычи нефти и газа. - Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. с. 77-81.
5. Кислицын А.А. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефти / Кислицын А.А., Федорец А.А., Портнягина Е.В., Кузнецов С.В., Поднебесных А.В. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 3 (1). – С. 14–23.
6. Лядов Б.С., Кошелев А.Т., Гилаев Г.Г. Способ обработки нагнетательных скважин. Патент на изобретение RU 2131022 С1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.
7. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Оценка основных геологических условий залегания эксплуатационных объектов при добыче пластовых флюидов. Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. №2. С. 37-44
8. Останков Н.А., Козлов С.А., Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Гилаев Г.Г., Маринин И.А. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта. Патент на изобретение RU 2641044 С1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.
9. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Исследование процессов сопротивления фильтров, находящихся в контакте с породой. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 365-372
10. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Анализ причин низкой эффективности кислотных обработок на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 52-56
11. Barakhovskaja E.V. Numerical modeling of thermocapillary deformations in locally heated liquid layer / Barakhovskaja E.V., Marchuk I.V., Fedorets A.A. // Eurasian Journal of Mathematical and Computer Applications. – 2017. – № 5 (4). – P. 4–13.
12. Бараховская Э.В. Задача идентификации жидкостей на основе термокапиллярного эффекта в локально нагреваемых тонких слоях жидкости / Бараховская Э.В., Марчук И.В., Федорец А.А. // В сборнике: Труды седьмой российской национальной конференции по теплообмену. В 3-х томах. – 2018. – С. 333-336.
13. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 88-93
14. Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И., Гилаев А.Г., Гилаев Р.Г. Определение давления на пласт при пластическом течении материала горной породы. – В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 400-406

15. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Расчет добычи жидкости при эксплуатации замкнутой залежи в условиях упругого режима. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 46-52
16. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКР. 2020. №4. С. 33-41.
17. Гилаев Г.Г., Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я. Изучение трещиноватости горных пород – Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2021. С. 65-70
18. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин. - Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. с. 62-66.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАЧКИ  
ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

*А.А. Саринов<sup>1,2</sup>, В.В. Абрамов<sup>2</sup>, В.А. Волков<sup>3</sup>*

*<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «СамГТУ», <sup>2</sup>АО «Самаранефтегаз», <sup>3</sup>ООО «Дельта-пром инновации»  
г. Самара, Российская Федерация*

*[AA\\_Sarinov@mail.ru](mailto:AA_Sarinov@mail.ru), [AbramovVV@samng.rosneft.ru](mailto:AbramovVV@samng.rosneft.ru), [Vladimir.Volkov.SMR@yandex.ru](mailto:Vladimir.Volkov.SMR@yandex.ru)*

**Аннотация:**

В данной работе предложены перспективные методы для апробации технологий закачки CO<sub>2</sub> на месторождениях Самарской области. Результатом работы является анализ проблематики применения традиционных методов, а также оценка потенциала новых технологий и объектов по увеличению нефтеотдачи с применением CO<sub>2</sub>.

**Ключевые слова:**

Разработка трудноизвлекаемых запасов, Интенсификация добычи нефти, Пенокислотная обработка с CO<sub>2</sub>, Циклическая закачка CO<sub>2</sub>, Гидравлический разрыв пласта с CO<sub>2</sub>, Добыча высоковязкой нефти, Снижение вязкости нефти.

**Тезисы:**

Применяемые в настоящее время методы повышения нефтеотдачи не позволяют в полной мере обеспечить необходимый уровень добычи углеводородов вследствие снижения доли традиционных запасов. Повышение нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода представляет собой перспективную технологию, способную обеспечить дополнительную добычу нефти сверх достигаемой на данный момент.

Диоксид углерода эффективно повышает нефтеотдачу пластов благодаря трём основным факторам: относительно высокой плотности, низкой вязкости и сходной с нефтью подвижности. Основные технологии применения двуокиси углерода:

пенокислотная обработка с  $\text{CO}_2$ , циклическая закачка  $\text{CO}_2$  и гидравлический разрыв пласта с  $\text{CO}_2$ .

**Пенокислотная обработка с  $\text{CO}_2$**  заключается в стимуляции неоднородных по проницаемости коллекторов путем временного блокирования высокопроницаемых интервалов и создания новых каналов в породе. При проведении таких обработок применяются пенные отклонители на основе углекислого газа, перераспределяющие поток кислоты в невыработанные пропластки. При этом в случае использования диоксида углерода, помимо отклонения кислоты, существует ряд дополнительных эффектов: снижение вязкости нефти, объемное расширение нефти, растворение остаточной нефти.

Важным фактором пенокислотных обработок на этапе освоения скважины является эффективный отбор из пласта продуктов реакции благодаря закачанной газовой фазе, что предотвращает образование вторичных осадков и эмульсий. Применение технологии пенных обработок эффективно на карбонатных коллекторах зрелых месторождений, в особенности со сниженным пластовым давлением и высокой обводненностью продукции.

**Циклическая закачка  $\text{CO}_2$**  основана на достижении полной смесимости газа и нефти с ростом давления до минимального давления смесиваемости (МДС). В пластовых условиях  $\text{CO}_2$  может находиться в газообразном, жидком и сверхкритическом состоянии. В фазе сверхкритического флюида плотность углекислоты соответствует жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение – газу. Растворение диоксида углерода в нефти приводит к увеличению ее объема (набуханию) и существенному снижению вязкости благодаря разбавлению вязкой нефти насыщенным  $\text{CO}_2$  и разрушению эмульсии тяжелой нефти.

Циклическая обработка состоит из трёх этапов: закачка двуокиси углерода в пласт, выдержка скважины и запуск в добычу. На первом этапе  $\text{CO}_2$  непрерывно закачивается в скважину и вытесняет часть подвижной нефти вглубь залежи, приводя к сокращению водонасыщения в призабойной зоне, что увеличивает фазовую проницаемость по нефти. Оставшаяся часть нефти подвергается воздействию нагнетаемого углекислого газа. На втором этапе скважина закрывается на срок реакции от 1 до 4 недель с целью осуществления диффузии  $\text{CO}_2$ . На третьем этапе непрореагировавшая часть  $\text{CO}_2$  отбирается как газообразная фаза, после чего достигается переход на нефть.

**Гидравлический разрыв пласта (ГРП) с  $\text{CO}_2$**  может быть реализован по двум технологиям: пенный ГРП и безводный углекислотный ГРП. Проведение ГРП с использованием пены на основе углекислоты позволяет сократить объем закачиваемой жидкости и ускорить запуск скважины. Жидкость пенного ГРП – это стабильная эмульсия, состоящая из внешней жидкостной фазы и пенного реагента (ПАВ). Данный метод наиболее актуален в скважинах с низким пластовым давлением. Преимущества пенного ГРП: меньшее воздействие на пласт и проппантную пачку, улучшение очистки трещины, увеличение проводимости проппантной пачки, минимизация закачки жидкости в глинистые пропластки.

Технология безводного углекислотного ГРП позволяет заменить воду, используемую для приготовления жидкости ГРП, на жидкую двуокись углерода, смешивающуюся с проппантом. Преимущество перед традиционным ГРП – быстрое испарение и расширение сверхкритической углекислоты, что ускоряет отбор технической жидкости. Преимущества относительно других безводных технологий:



увеличенная песконесущая способность по сравнению с азотным ГРП, большая безопасность и сниженная стоимость относительно ГРП на природном газе, большая эффективность в сравнении с пенным ГРП.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. «Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти» // Нефть. Газ. Новации – 2017, № 4, с. 62-66.
2. Дарищев В.И., Харланов С.А., Бабинцев Ю.И., Зиновьев А.В. и др. «Опытно-промышленные работы по использованию углекислого газа для интенсификации добычи высоковязкой нефти» // Нефть. Газ. Новации. – 2022, № 2, с. 29-34.
3. Никитин А.В., Рошин П.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. и др. «Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020, № 5, с. 35-39.

### ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕМОНТОВ СКВАЖИН APPLICATION OF OPTIMIZATION TECHNOLOGY FOR WELL REPAIRS

*Д.Е. Петров, А.В. Марносов*

*Petrov Danil Evgenievich<sup>1</sup>, Marnosov Alexander Vitalievich<sup>2</sup>*

*Самарский государственный технический университет<sup>1</sup>,  
ООО «СамараНИПИнефть»<sup>2</sup>*

*г. Самара, Российская Федерация*

**Аннотация:** в работе описан метод усовершенствования компоновки, используемой для прострелочно-взрывных работ. Метод позволяет сократить время проведения ремонтов скважин на одну спускоподъёмную операцию, а также позволяет упразднить одну операцию глушения, что положительно влияет на призабойную зону пласта.

**Abstract:** The paper describes a method for improving the layout used for perforating and blasting. The method allows to reduce the time of well workover by one trip, and also allows to eliminate one killing operation, which has a positive effect on the bottomhole formation zone.

**Ключевые слова:** фильтрационно-ёмкостные свойства, повышение нефтеотдачи, сокращение спускоподъёмных операций.

**Key words:** reservoir properties, enhanced oil recovery, reduction of tripping operations.

Ключевой задачей работников нефтегазовой отрасли является эффективное извлечение полезных ископаемых. Для выполнения данного условия проводят различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) направленные на повышение количества добываемой скважиной нефти.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К основным видам ГТМ относятся: гидроразрыв пласта (ГРП), переход на выше/нижележащий пласты (ПВЛГ/ПНЛГ), прострелочно-взрывные работы (ПВР), оптимизация используемого электроцентробежного насоса (ЭЦН), зарезка боковых стволов (ЗБС). Некоторые ГТМ, например ЗБС, являются дорогостоящими, чем увеличивают срок окупаемости скважины.

В данной статье анализируется использование технологии, сокращающей продолжительность операция ПВЛГ/ПНЛГ и ПВР, что положительно влияет на количество затраченных на ремонт средств и фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта (ФЕС).

Рассматриваться будут терригенные зоны западной Сибири, группа пластов со средней зоной залегания продуктивных слоёв 1000-1200м.

Глушение — это процесс заполнения скважины специально подготовленной жидкостью, для создания противодействия флюиду, который находится в продуктивном пласте. Операция позволяет создать противодействие пластовому давлению благодаря гидростатическому давлению жидкости.

Жидкость глушения глубоко проникает в пласт способствуя развитию кольтации ПЗП. В её состав могут входить:

- Растворы на пресной и пластовых водах, в том числе пена;
- Растворы с добавлением минеральных солей, карбоната кальция;
- Растворы глинистые;
- Растворы на углеводородной основе (очищенная нефть и т.п.).

Наиболее эффективным и менее опасным составом раствора является очищенная нефть, но из-за высокой стоимости такого продукта глушение углеводородами проводят редко.

Наиболее распространённой жидкостью глушения является соляной раствор плотностью 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>. Чаще всего для основы раствора используется смесь подтоварной (добытой из продуктивного пласта) и пресной в различных пропорциях. В таблице 1 указаны нормы содержания соли для различных типов растворов жидкости глушения.

Таблица 1 – расходные нормы соли для получения раствора жидкости глушения

Наименование раствора	Расходная норма, кг/м <sup>3</sup>
Раствор галита на подтоварной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	268
Раствор галита на пресной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	267
Раствор калия хлористого на подтоварной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	268
Раствор калия хлористого на пресной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	271
Раствор кальция хлористого на подтоварной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	667
Раствор кальция хлористого на пресной минерализованной воде с содержанием соли 90% от максимума.	680

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Такой состав отличается своей низкой стоимостью, но может оказать негативное воздействие на продуктивный пласт. Соль проникнув вглубь ПЗП кольтматирует её, нарушая соединение скважины с пластом.

Операция глушение является неотъемлемой частью ремонта скважины, поэтому распространена и часто применяется, отказ от неё грозит возникновением газоводонефтепроявления(ГНВП). Использование углеводородов в качестве жидкости глушения с учётом частого использования операции может значительно повлиять на количество нефти добываемой нефтегазовой компанией. Что же делать? Есть возможность уменьшения количества операций глушения.

Предлагаемый оптимизированный метод проведения ремонтов отличается от стандартного сокращением на одну спускоподъёмную операцию (СПО) и уменьшением количества операций глушения (рис 1).



Рисунок 1 усреднённая продолжительность операций ПВЛГ.

Подобный эффект достигается изменением компоновки, используемой для проведения ПВР – добавляется трубный амортизатор и установка ЭЦН. Процесс перфорации вызывает сильные колебания НКТ, вследствие всей компоновки и непосредственно ЭЦН. Во избежание аварий при отстреле перфоратора в компоновку добавлен трубный амортизатор он предназначен для снятия вертикальных пиковых нагрузок на колонну НКТ присоединенную к ЭЦН, тем самым сохраняя его работоспособность. Режим регулировки трубного амортизатора на заданную нагрузку происходит непосредственно перед спуском в скважину.

После подрыва перфоратора выдерживается время для оседания продуктов детонации, далее без дополнительных операций запускается ЭЦН. Для уменьшения воздействие механических примесей на ЭЦН предусмотрена зона успокоения механических примесей флюида(ЗУМПФ) в 20 метров.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Уменьшение количества операций глушения скважины позволяет не допустить ухудшение скин-фактора и тем самым повысить дебит извлекаемой жидкости. При средней обводнённости пласта и повышенном дебите жидкости количество добываемой нефти увеличивается. С учётом удешевления ремонта (уменьшение количества СПО) окупаемость скважины значительно возрастает.

### Расчёт добычи

В среднем для месторождений западной Сибири дополнительная добыча нефти от операции ПВЛГ рассчитывается в течении 5 лет, с учётом коэффициента потерь (уменьшения добываемой нефти с учётом времени из-за обводнения, истощения запасов).

Для расчёта не будем учитывать високосные года. Дата ввода скважины в эксплуатацию 1 января.

Усреднённый ежемесячный коэффициент потерь возьмём 0,975 (2,5% каждый месяц).

Дебит скважины до операции ПВЛГ возьмём 2 т/сут.

Средние параметры продуктивного пласта после операции ПВЛГ возьмём:

- Дебит жидкости 100м<sup>3</sup>/сут;
- Обводнённость 85%;
- Плотность добываемого флюида 0,850 г/см<sup>3</sup>;
- Дебит нефти 12,75 т/сут.

1. Рассмотрим первый (базовый) вариант расчёта дополнительной добычи нефти без использования технологии сокращения количества операций СПО и без уменьшения количества операций глушения скважины.

В данном случае в связи с частичной кольматацией ПЗП дебит жидкости уменьшится на 30%.

Параметры продуктивного пласта после операции ПВЛГ равны:

- Дебит жидкости 70 м<sup>3</sup>/сут;
- Обводнённость 85%;
- Плотность добываемого флюида 0,850 г/см<sup>3</sup>;
- Дебит нефти 8,925 т/сут;
- Прирост нефти после операции ПВЛГ 6,925т/сут.

Каждый месяц запускной прирост умножается на коэффициент потерь и на количество дней в месяце, таким образом получается точный расчёт дополнительной добычи нефти от операции ПВЛГ с течением времени.

Таблица 2 базовый вариант расчёта на 5 лет с учётом коэффициента потерь.

Мес.		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
Доп добыча нефти	1 год	214,7	189,1	204,1	192,6	194,0	183,0	184,4
	2 год	158,4	139,5	150,6	142,1	143,2	135,1	136,1
	3 год	116,9	103,0	111,1	104,9	105,7	99,7	100,4
	4 год	86,3	76,0	82,0	77,4	78,0	73,6	74,1
	5 год	63,7	56,1	60,5	57,1	57,5	54,3	54,7

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 2.

Мес.		Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого за год
Доп добыча нефти	1 год	179,8	169,7	170,9	161,3	162,5	2206,0
	2 год	132,7	125,2	126,1	119,0	119,9	1628,0
	3 год	97,9	92,4	93,1	87,8	88,5	1201,5
	4 год	72,3	68,2	68,7	64,8	65,3	886,7
	5 год	53,3	50,3	50,7	47,8	48,2	654,4
						Итого	6576,6

2. Рассмотрим второй (оптимизированный) вариант расчёта дополнительной добычи нефти с использованием технологии сокращения количества операций СПО и уменьшением количества операций глушения скважины.

В данном случае в связи с отсутствием частичной кольматацией ПЗП дебит жидкости будет соответствовать средним параметрам пласта.

Средние параметры продуктивного пласта после операции ПВЛГ равны:

- Дебит жидкости 100 м<sup>3</sup>/сут;
- Обводнённость 85%;
- Плотность добываемого флюида 0,850 г/см<sup>3</sup>;
- Дебит нефти 12,75 т/сут;
- Прирост нефти после операции ПВЛГ 10,75 т/сут.

Каждый месяц запускной прирост умножается на коэффициент потерь и на количество дней в месяце, таким образом получается точный расчёт дополнительной добычи нефти от операции ПВЛГ с течением времени.

Таблица 3 оптимизированный вариант расчёта на 5 лет с учётом коэффициента потерь.

Мес.		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль
Доп добыча нефти	1 год	333,3	293,5	316,8	298,9	301,2	284,2	286,3
	2 год	245,9	216,6	233,8	220,6	222,3	209,7	211,3
	3 год	181,5	159,8	172,5	162,8	164,0	154,8	155,9
	4 год	133,9	118,0	127,3	120,1	121,0	114,2	115,1
	5 год	98,9	87,1	94,0	88,7	89,3	84,3	84,9

Мес.		Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого за год
Доп добыча нефти	1 год	279,1	263,4	265,3	250,4	252,2	3424,5
	2 год	206,0	194,4	195,8	184,8	186,2	2527,3
	3 год	152,0	143,4	144,5	136,4	137,4	1865,1
	4 год	112,2	105,9	106,7	100,6	101,4	1376,5
	5 год	82,8	78,1	78,7	74,3	74,8	1015,8
						Итого	10209,1

Таким образом применение данной технологии позволит увеличить дополнительную добычу нефти с 6576,6т до 10209,1т (более чем на 50%).

### Вывод

На основании проведенного анализа выявлены основные плюсы данного метода:

- Увеличение дополнительной добычи нефти добыче нефти;
- Сокращение времени проведения ремонта скважины;
- Выполнение большего количества ремонтов скважин в условиях ограниченного количества бригад;
- Минимизация негативного воздействия на ПЗП после вскрытия проектного интервала, за счёт отсутствия необходимости проведения дополнительного глушения проектного интервала после ПВР.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амиров А.Д., Карапетов К.А. «Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» М.Недра, 1979 г. – 309 с.
2. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Е.Н. Бухаленко- М.: Недра, 1983 г. - 502 с.
3. Лопухов А.Н. Справочник инженера по добыче нефти Часть 1./ А.Н. Лопухов – Нижневартовск.: СНГ, 2008. - 501 с.
4. Лопухов А.Н. Справочник инженера по добыче нефти Часть 2./ А.Н. Лопухов – Нижневартовск.: СНГ, 2008. - 525 с.

УДК 621.592

### ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ ПО СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ МЕТАНА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

### BEST PRACTICES FOR REDUCING METHANE EMISSIONS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

*Д.С. Якупов*

студент, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», город

Самара, Россия, [yakupov.1995@mail.ru](mailto:yakupov.1995@mail.ru)

*Аннотация:* в статье представлен сравнительный анализ лучших практик по снижению выбросов метана в нефтегазовой отрасли, выявлены их преимущества и недостатки.

*Abstract:* the article provides a comparative analysis of the best practices for reducing methane emissions in the oil and gas industry, their advantages and disadvantages are identified.

**Ключевые слова:** метан, ПГС, УУП, факельная установка, выбросы загрязняющих веществ.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Keywords: methane, PGS, UUP, flare installation, emissions of pollutants.*

В последнее десятилетие добыча нефти и газа в России достигла существенных масштабов и стала одним из основных источников дохода страны. А вместе с ростом самой отрасли, увеличивается и уровень ее негативного воздействия на окружающую среду. Выбросы метана, углекислого газа и других углеводородных соединений оказывают существенное влияние на изменение климатических условий.

В связи с вышеизложенным проблема снижения выбросов метана в нефтегазовой отрасли актуальна и представляет большой научный интерес, а ее решение поможет в обеспечении экологической безопасности и увеличит экономическую эффективность предприятий.

Главными источниками выбросов на нефтегазовых предприятиях являются факелы для утилизации попутного газа, резервуарные парки, сепараторы, установки осушки природного газа, клапаны, фитинги, оборудование регулирования давления, контроллеры, компрессоры. Основные практики снижения выбросов метанового газа на предприятиях представлены в таблице 1. По результатам анализа экономических затрат и эффективности снижения выбросов загрязняющих веществ составлены диаграмма 1.

Таблица 1. Основные перспективные практики снижения выбросов метана в нефтегазовой отрасли.

Практика	Источник выброса, для которого подходит практика	Краткое описание	Преимущества/Недостатки
Факельные установки для сжигания попутного газа (ПНГ)	Скважины, сепараторы	Отработанный газ направляют на сжигание в газовых факельных трубах	+самый оптимальный и дешевый способ в труднодоступных районах -выделение в атмосферу продуктов горения (углекислый газ, черные углеводороды), а также метан -потенциальные экономические потери от экспорта сжигаемой продукции
Установки улавливания пара (УУП)	Резервуары, факельные установки, сливо-наливные операции, АЗС	Сжатие газа (газоочиститель + компрессор); эжектор (например, используя газ под высоким давлением); конденсация и сепарация газа	+высокая эффективность -строительство инфраструктуры для утилизации уловленных углеводородов -необходимость точного прогнозирования кол-ва выбрасываемых УВ

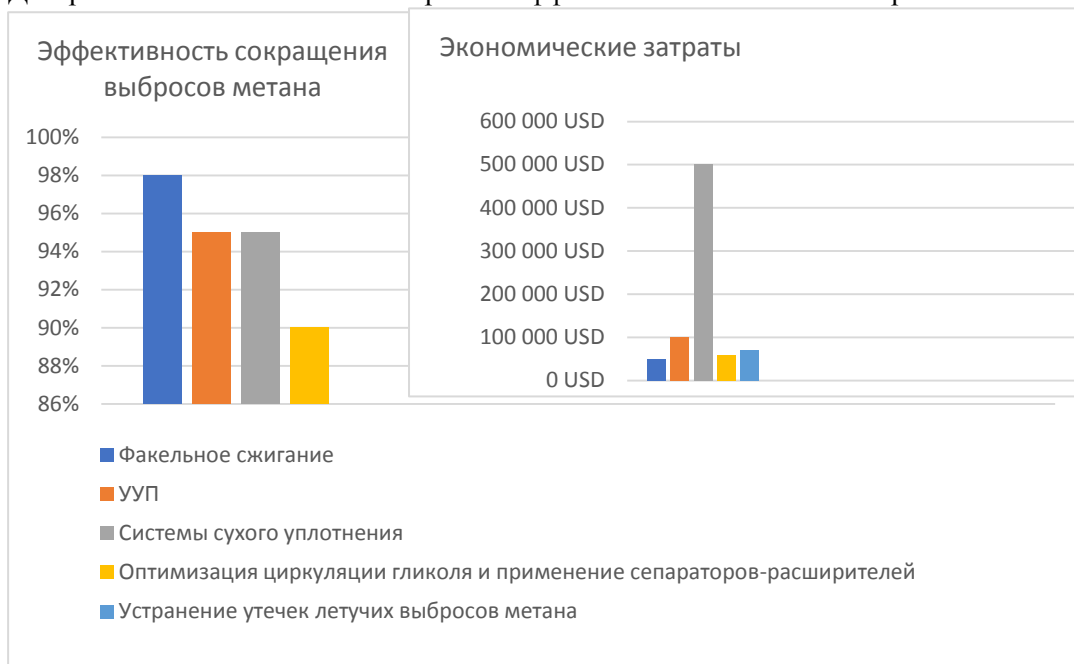
## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение Таблицы 1.

<p>Устранение утечек летучих выбросов метана.</p>	<p>Клапаны, фитинги, оборудование регулирования давления, контроллеры, компрессоры, сквозные трубы, фланцы и другие соединения</p>	<p>Анализаторы токсичного и органического пара, ультразвуковые и акустические системы, инфракрасная камера и удаленный детектор утечек метана [1]</p>	<p>+возможность осуществления эффективной проверки различных узлов -необходимость регулярного обслуживания и поверки приборов</p>
<p>Системы сухого уплотнения</p>	<p>Компрессоры</p>	<p>Применение в центробежных компрессорах сухих систем уплотнения. Газ под высоким давлением используется для герметизации компрессора [2]</p>	<p>+высокая надежность за счет уменьшения количества узлов +сокращение времени простоя компрессоров и затрат на электроэнергию -возможность подтекания при отсутствии обслуживания</p>
<p>Оптимизация циркуляции гликоля и применение сепараторов-расширителей при гликолевой дегидратации, замена гликолевого осушителя на сиккативный</p>	<p>Установки для осушки природного газа</p>	<p>Метан, испаряемый из обогащенного гликоля, может быть уловлен/перенаправлен</p>	<p>+регенерированный газ может подаваться в компрессор и/или использоваться в качестве топлива на ребойлерах триэтиленгликоля, в двигателях компрессора. -при чистке или заполнении осушителя некоторая часть газа выбрасывается в атмосферу</p>



Диаграмма 1. Экономические затраты и эффективность снижения выбросов метана



На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным способом снижения выбросов метана будет комплекс мер с применением сразу нескольких практик на одном предприятии, в связи с тем, что различные методики применяются к разным группам оборудования и способствуют минимизации выбросов с разных источников. Одним из перспективных, универсальных для различных источников и экономически выгодных методов на сегодняшний день является применение установок улавливая паров с дальнейшим продуктивным использованием. Вопрос снижения выбросов метана в нефтегазовой отрасли имеет высокие экономические затраты, но в будущем его решение снизит воздействие на экологию и повысит конкурентоспособность России.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчет «Лучшие методы снижения выбросов метана и черного углерода при добыче нефти и газа в арктическом регионе», Carbon Limits, ноябрь 2012.
2. Отчет «Экономически целесообразные наилучшие доступные технологии снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания попутного нефтяного газа», Carbon Limits, май 2019.

**ИЗМЕНЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПАРА  
ПО СТВОЛУ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

*А.И. Шарнов, Н.Э. Курдагия*

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)*

*ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»*

*г. Армавир, Россия, [a.i.sharnov@mail.ru](mailto:a.i.sharnov@mail.ru)*

**Аннотация.** Приведена аналитическая зависимость от глубины скважины трех важных параметров влажного пара: температуры, давления и степени сухости пара, применимая для практического расчета распределения температуры пара по стволу паронагнетательных скважин.

**Ключевые слова:** термодинамика, изменение, свойства пара, ствол, паронагнетательная скважина.

Тепловые методы воздействия являются и в обозримом будущем будут одним из важных методов разработки нефтяных месторождений с высоковязкими нефтями. [1]. Одной из частных задач технологического процесса паротеплового воздействия на продуктивные пласты является закачка пара в продуктивный пласт [2]. В начале процесса закачки при движении нагнетаемого пара по стволу скважины часть тепла передает окружающим скважину породам и происходит понижение температуры нагнетаемого пара на забое скважины и в пласте. Вследствие этого термодинамические параметры пара на забое скважины будут существенно отличаться от таковых на устье скважины, поэтому знание закономерностей изменения этих параметров нагнетаемого пара по стволу скважины имеет определенное практическое значение.

Допустим, что нагнетаемый пар на устье скважины находится в перегретом состоянии, но по указанным выше причинам в стволе скважины он может переходить в состояние влажного пара и конденсата. Рассматривается вначале характер изменения давления в верхней части ствола, заполненной паром. Уравнение состояния перегретого пара примем в виде, указанной в учебном пособии [3]:

$$P(v + v_0) = RT, \quad (1)$$

где  $P$  – абсолютное давление, МПа;

$v$  – удельный объем пара, м<sup>3</sup>/кг;

$v_0$  – поправка на отклонение от закона Бойля – Мариотта, равная 0,016 м<sup>3</sup>/кг;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$T$  – абсолютная температура, °К;

$R$  – газовая постоянная водяного пара, равная 461 Дж/кг °К.

Удельный объем пара выражается барометрическим соотношением:

$$V = \frac{dH}{dP}, \quad (2)$$

где  $H$  – глубина скважины, м.

Изменение температуры в стволе скважины можно принять линейным:

$$T = T_y - GH, \quad (3)$$

где  $T_y$  – температура на устье скважины;

$G$  – градиент температуры в стволе паронагнетательной скважины.

Подставляя  $V$  и  $T$  из уравнения (2) и (3) в уравнение (1) получим дифференциальное уравнение, описывающее зависимость давления от глубины:

$$P \left( \frac{dH}{dP} + V_0 \right) = R(T_y - GH).$$

Путем преобразования  $P = C^y$  последнее уравнение приводится к линейному дифференциальному уравнению, решение которого имеет вид:

$$H = \frac{T_y}{G} \left[ 1 - \left( \frac{P}{P_y} \right)^{RG} \right] - \frac{V_0}{1 + RG} \left( P - \frac{P^{1+RG}}{P^{RG}} \right), \quad (4)$$

где  $P_y$  – давление на устье скважины;

$G$  – градиент температуры перегретого пара.

Если учесть влияние гидравлических потерь в стволе скважины, то величину  $\frac{dP}{dH}$  следует заменить на  $\frac{dP}{dH}(i - 1)$ , где  $i$  – гидравлический уклон, и тогда уравнение (4) представится в виде:

$$H = \frac{T_y}{G} \left[ 1 - \left( \frac{P}{P_y} \right)^{RG(1-i)} \right] - \frac{V_0}{\frac{1}{1-i} + RG} \left( P - \frac{P^{1+RG}}{P^{RG(1-i)}} \right). \quad (5)$$

Скольжением фаз при практических расчетах можно пренебречь.

В более простом виде зависимость  $P(H)$  получим, если принять состояние пара в форме:

$$PV = RZT,$$

где  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости перегретого пара.

Принимая  $Z = \text{const}$ , имеем

$$P = P_y \left( \frac{T_y}{T} \right)^{\frac{1}{RZG}}. \quad (6)$$

Для определения глубины перехода перегретого пара в насыщенное состояние аппроксимируем зависимость между давлением и температурой насыщения в практически имеющемся значении интервале изменения давления  $P = 2-30$  МПа степенной зависимостью:

$$P_c = CT_c^9, \quad (7)$$

где  $P_c$  и  $T_c$  – параметры сухого пара,  $C = 1,32 \cdot 10^{-19}$ .

Исключив  $H$  и  $T$  из системы уравнений (3), (4) и (7) с подстановкой значений величин для сухого пара  $H = H_c$ ,  $P = P_c$  и  $T = T_c$ , получим уравнение для получения  $P_c$  в виде:

$$P_c = C \left\{ T_y \left[ 2 - \left( \frac{P_y}{P_c} \right)^{RG} \right] - \frac{P_c V_c}{R + \frac{1}{G}} \left[ 1 - \left( \frac{P_y}{P_c} \right)^{RG+1} \right] \right\}. \quad (8)$$

Используя уравнения (7) и (3) можно получить температуру сухого пара и изменения его свойства по стволу скважины (глубина начала конденсации). Если вместо уравнения (4) воспользуемся более простым уравнением (6), то для глубины начала конденсации будем иметь уравнение:

$$H_c = \frac{1}{G} \left[ T_y - \left( \frac{1}{C} \right) P_y T_y^{\frac{1}{2RG}} \right]^{9 + \frac{1}{2RG}}. \quad (9)$$

При изучении закономерностей течения влажного пара по стволу скважины, основываясь на экспериментальных данных, можно принять, как и для случая перегретого пара, линейную форму зависимости температуры от глубины:

$$T = T_c + G_1 H, \quad (10)$$

где  $G_1$  – градиент температуры влажного пара.

Указанное допущение по сравнению с использованием уравнения теплопередачи через стенку скважины позволяет избежать получения громоздких уравнений, неразрешимых относительно искомых величин, и, в то же время, дает погрешность в оценке температур не более 3,5%.

Зависимость между давлением и удельным объемом пара выражается с одной стороны, уравнением гидростатики (2), а с другой – уравнением баланса плотностей:

$$v = \frac{1-x}{\gamma_6} + \left( \frac{RT}{P} - v_0 \right) \chi, \quad (11)$$

где  $\gamma_6$  – удельный вес воды в сжиженном состоянии;

$\chi$  – степень сухости.

Кроме того, для перемещения давления и температуры влажного пара, сохраняется зависимость (7).

Подставляя в (11) значения  $v$  из (2),  $P_c$  из (7) и  $T$  из (10), после преобразования получаем:

$$\chi = \frac{\frac{1}{G_1 C (T_c + GH)^8} - \frac{1}{\gamma_6}}{\frac{R}{C(T_c + G_1 H)^8} - C(T_c + G_1 H)^8 (v_0 \gamma_0 + 1)}. \quad (12)$$

Из (7) и (10) находим:

$$P = C(T_c + G_1 H)^9. \quad (13)$$

Таким образом, зависимость от глубины скважины трех важнейших параметров влажного пара: температуры, давления и степени сухости пара описываются соответственно уравнениями (10), (12) и (13). Значение удельного объема определяется путем подстановки в уравнение (11) значений  $T$ ,  $P$  и  $\chi$ , или же по условному коэффициенту барограммы  $P(H)$ , обратную величину которого согласно (2) и оставляет удельный объем  $v$ , входящих в расчетные уравнения величины термического градиента  $G_1$ , как и градиента  $G$ , для случая перегретого пара практически мало зависит от теплопроводности окружающих пород и геотермического градиента. Поскольку все возможные конструкции скважины укладываются в небольшую по размерам таблицу, не представляет труда составить по экспериментальным данным таблицу значений  $G$  и  $G_1$  для применяемых конструкций.

Предложенная теоретическая предпосылка была применена для примерного расчета по паронагнетательным скважинам месторождения Зызба–Глубокий Яр (пл. Зызба) [4]. Как показали расчеты, в начальный период закачки пара его сухость уменьшается от устья до забоя скважины, а с течением времени наблюдается обратная картина. В зависимости от расстояния между скважинами содержание влаги в паре изменяется в больших пределах.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антониади Д. Г. и др. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – 464 с.
2. Технология и методы расчета пароциклического воздействия на призабойную зону пласта. Анализ промыслового опыта. URL:

[https://studbooks.net/1751103/geografiya/tehnologiya\\_metody\\_rascheta\\_parotsikliches\\_kogo\\_vozdeystviya\\_prizaboynuyu\\_zonu\\_plasta\\_analiz\\_promyslovogo\\_opyta#91](https://studbooks.net/1751103/geografiya/tehnologiya_metody_rascheta_parotsikliches_kogo_vozdeystviya_prizaboynuyu_zonu_plasta_analiz_promyslovogo_opyta#91)

3. Основы термодинамики и теплотехники: учебное пособие для химических техникумов / С. М. Рипс. – М.: Высшая школа, 1968. - 344 с.
4. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Гиладев Г.Г., Кошелев А.Т., Сташок Ю.И. Термоциклическая интенсификация добычи тяжелой нефти на месторождении Зыбза-Глубокий Яр ОАО «НК РОСНЕФТЬ - ТЕРМНЕФТЬ». Научный журнал: Бурение и нефть 2003. URL: <https://naukarus.com/termotsiklicheskaya-intensifikatsiya-dobychi-tyazheloy-nefti-na-mestorozhdenii-zyzba-glubokiy-yar-oao-nk-rosneft-termneft>

## МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТЬЕВОГО ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

*А.М. Бурханов, О.А. Грибенников*

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», [alan-1998@mail.ru](mailto:alan-1998@mail.ru)*

*г. Самара, РФ*

### *Аннотация*

В данной статье «Повышение эффективности эксплуатации наземного оборудования скважин при добычи нефти с использованием штангового насоса с цепным приводом» предлагается усовершенствование конструкции устьевого сальника путем автоматического совмещения осей штока и сальника при монтаже и в процессе эксплуатации.

В качестве анализа принята существующая конструкция устьевого сальника СУСГ 73-31, в котором модернизирован модуль уплотнительного узла и позволяет компенсировать не только угловую, но и радиальную несоосность штока и устьевого арматуры.

**Ключевые слова:** сальник устьевого с самоустанавливающейся головкой, штанговая скважинная насосная установка, устьевая арматура, герметизация устья, устьевое оборудование

Устьевым сальником представляет собой оборудование, основным предназначением которого является уплотнение сальникового штока скважины.

Учитывая значительные габариты цепного привода, невозможность точной его центровки с осью скважины, срок службы устьевого сальника снижается в связи несоосностью полированного штока с устьевой арматурой. В результате чего возникают проблемы, такие как недостаточная долговечность работы, простои и частый ремонт уплотнительного узла, а также износ штока.

Несмотря на постоянное совершенствование конструкции устьевых сальников им присущи следующие недостатки:

- недостаточный ресурс уплотнительных элементов в связи их работы в среде добываемой среды, содержащей механические примеси, воду, агрессивные компоненты;

- не предотвращаются утечки нефти при потере герметичности;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- не обеспечивается возможность контроля за их техническим состоянием;
- недостаточная долговечность работы уплотнительного узла в связи с возможной несоосностью расположения устья скважины и полированного штока привода насоса.

В связи с вышеуказанными недостатками, целью и задачей данной работы является модернизация конструкции устьевого сальника, то есть усовершенствование конструкции устьевого сальника путем автоматического совмещения осей штока и сальника при монтаже и в процессе эксплуатации.

Решение проблемы интенсивного износа из-за несоосности штанги возможно путем выполнения уплотнительного узла в едином корпусе (рис.1), выполненном в виде стакана 2 с центральным осевым отверстием с размещенными в нем уплотнительными элементами 4 и нажимным кольцом 6.

При этом стакан в цилиндрической расточке установлен с гарантированным радиальным зазором 5 и снабжен уплотнительными элементами 10.

Прототип в этой части не имеет стакан с радиальным зазором.

При возвратно - поступательном движении полированного штока 8, при наличии его несоосности с корпусом 2, под действием поперечных нагрузок со стороны штока на уплотнительный узел, перемещается в горизонтальном направлении до обеспечения полной соосности штанги и уплотнительного узла.

При этом в нижней части устьевого сальника угловое отклонение штанги 8 и корпуса 1 компенсируется шаровым шарниром путем поворота корпуса 2 относительно оси основания.

Таким образом, данная конструкция позволяет компенсировать радиальную и угловую несоосность штанги и устьевого сальника.



Рис 1. - Сравнительный анализ прототипа и модернизированной конструкции устьевого сальника.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В процессе модернизации устьевого сальника разработаны новые конструкции корпуса, стакана и крышки. Был произведен прочностной расчет стакана и корпуса, выполненный по методике, представленной в литературе [3 с.17].

Также было проведено технико-экономическое обоснование модернизации устьевого сальника. Расчет экономической эффективности показал, что оснащение цепного привода ШСНУ устьевым сальником повышенной монтажеспособности экономически целесообразно и окупается в кратчайшие сроки.

Предлагаемое усовершенствование обладает следующими достоинствами:

- большой ресурс работы уплотнительного узла;
- сокращение простоя скважины;
- увеличение межремонтного периода;
- снижение затрат на обслуживание;
- обеспечения полной соосности штанги и уплотнительного узла.

Исходя из полученных расчетов данный проект модернизации конструкции позволит примерно на 20 % увеличить ресурс работы устьевого сальника; сократить простои скважины; увеличить межремонтный период; снизить затраты на обслуживание и обеспечить полную соосность штанги и уплотнительного узла.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Валитов М.З., Нургалиев Р.З., Бикбулатова Г.И. Патент RU № 2673824С1. Е21В 33/03. Устьевой сальник/ Опубл. 30.11.2018, Бюл. №34
2. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа / А.И. Снарев. - М.: Инфра-Инженерия, 2013. - 232 с.
3. Мордвинов А.А., Миклина О.А., Корохонько О.М. Оборудование скважин, эксплуатируемых штанговыми скважинными насосами: Методическое пособие. - Ухта: УГТУ, 2001.-25 с.

УДК 622.24.082

### УПРАВЛЕНИЕ СТАРЫМ ФОНДОМ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

*О.А. Бабордина, М.П. Гаранина, П.А. Гаранин*

*e-mail: [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru), [garaninamarina@ya.ru](mailto:garaninamarina@ya.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

В статье рассмотрено влияние нефтегазового комплекса на развитие национальной экономики. Выявлена ключевая роль добычи нефти и газа в экспорте страны. Представлены категории и целевое назначение нефтегазовых скважин. Установлена взаимосвязь старых скважин с эксплуатационным фондом. Обоснована динамика снижения дебита нефтегазовых скважин. Представлена целесообразность разработки системы сбалансированных показателей для эффективного управления старым фондом нефтегазовых скважин.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Ключевые слова:** нефтегазовый комплекс России, категории, целевое назначение скважин, эксплуатационный фонд скважин, старый фонд скважин, коэффициент извлечения нефти, управление старым фондом скважин.

По прогнозам экспертов будет наблюдаться тенденция снижения доходов федерального бюджета России от нефтегазового сектора. В 2022 году они составят 9,54 трлн рублей или 7,2% ВВП, а к 2024 году доходы снизятся до 8,56 трлн рублей или 5,7% ВВП. Пояснительная записка к бюджету на 2022-2024 годы предусматривает следующий уровень цен на нефть марки Urals:

- 2021 год – 66 долларов за баррель;
- 2022 год – 62,2 долларов за баррель,
- 2023 год – 58,4 долларов за баррель,
- 2024 год – 55,7 долларов за баррель.

Власти страны готовы к тому, что доля нефтегазовых доходов в общей структуре национальных доходов также будет уменьшаться. Если в 2022 году данный показатель составит 38,1 %, то к 2023 году он снизится до 36 %, а к 2024 году — до 33,2 % [1,2].

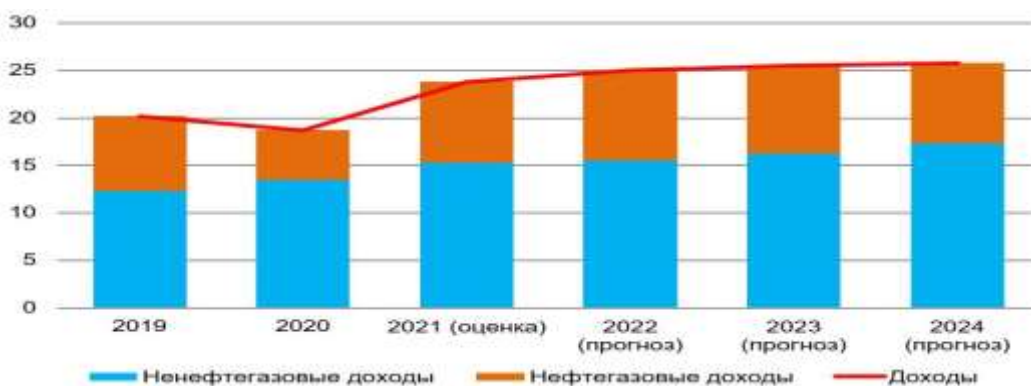


Рис. 1 – Доля нефтегазовых доходов в общей структуре национальных доходов федерального бюджета в 2019–2024 гг., трлн руб.

Источник: составлено авторами на основании данных, изложенных в «Основных направлениях бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики» Минфина

Доля нефтегазового сектора в ВВП ведущих нефтедобывающих стран в среднем составляет порядка 15-20%, в частности:

- Саудовская Аравия – 50%;
- ОАЭ – 30%;
- Россия – 15,2%;
- Норвегия -14%;
- Казахстан – 13,3%;
- Канада – менее 10%;
- США – 8%.

Эксплуатационное и разведочное бурение является крупным сегментом на рынке нефтесервисных услуг. В 2021 году его объем составил 324 млрд рублей, что

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

соответствует 27% от объема данного рынка. Динамика рынка бурения определяет приоритетные направления развития на других, технологически связанных с ним сегментах нефтесервисного рынка: сопровождения бурения, гидроразрыва пластов, буровых растворов, первичного цементирования скважин, заканчивания скважин, долотного сервиса и т.д..

Начало текущего 2022 года определило состояние рынка бурения ограничениями добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+, при том, что квоты на добычу нефти в России были увеличены по сравнению с 2021 годом на 5%, что должно было способствовать физическому и стоимостному росту рынка. Однако политика жестких экономических санкций, проводимая против российской экономики в 2022 году западными странами, существенным образом повлияли на перспективы развития нефтяного рынка. При этом высокий уровень неопределенности в отношении дальнейших перспектив изменения санкционного давления на российскую экономику в целом и на ее нефтяную отрасль в частности сохраняется.

Традиционные представления о том, что вклад газа и нефти в экономику страны является приоритетным, связаны с их ключевой ролью в экспорте.

Следовательно, нефтегазовый комплекс России имеет большое влияние на поддержание глобальной энергетической безопасности. Выработка мировой добычи газа отечественными предприятиями составляет порядка 17,9%, а производство нефти - 13,1% от мировых показателей. При этом общий объем нефти и газа в структуре производства углеводородов в России составляет более 80%.

Доля продукции нефтегазового комплекса в структуре экспорта на мировой энергетический рынок достигает около 68%, тем самым подтверждая сырьевую направленность внешнеэкономической деятельности.

Мировой спрос на нефть в 2022 году значительно увеличился по причине роста инфляции, нестабильности энергетического рынка и геополитических рисков, достигнув среднего показателя 102 млн. баррелей в сутки по итогам двух кварталов текущего года, это на 5,42 мбс больше по сравнению с данными в 2021 году. Данный фактор способствует росту мировых цен на нефть и увеличению объемов добычи. По оценке Международного энергетического агентства в 2022 году рост потребности в жидких углеводородах будет усиливаться и уже через год реализация достигнет до пандемического уровня[2]. При этом стабильная добыча углеводородов в России становится довольно сложной задачей ввиду роста объемов трудно извлекаемых запасов нефти и увеличения численности старых месторождений и скважин.

Под старыми скважинами понимаются те, которые числятся в эксплуатационном фонде по состоянию на 1 января отчетного (планового) года, независимо от длительности и времени ввода их в эксплуатацию, за исключением новых скважин, находившихся на этот период в освоении.

Как утверждают эксперты, коэффициент извлечения нефти (КИН) в российском нефтедобывающем комплексе неуклонно снижается. Если в 1960-х годах КИН составлял 51%, то в настоящее время он опустился до уровня 28–30% по ключевым месторождениям. Это один из самых низких уровней использования запасов нефти в мире. В период командной экономики почти 70 лет нефтяные компании стремились исключительно к перевыполнению плановых заданий. Достигалось это за счет интенсивной добычи «легкой» нефти на перспективных

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

месторождениях и быстром переходе на другие площади. При этом в недрах земли оставалось более 65% потенциальных запасов нефти и газа. По экспертной оценке Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть», с 1965 года по настоящее время в российских недрах брошены порядка 15 млрд. т потенциально извлекаемых запасов нефти. Последние годы дебиты нефтяных скважин имели тенденцию к снижению. В соответствии с информацией, предоставленной центральным диспетчерским управлением ТЭК, в 2020 году на каждую эксплуатационную скважину, находящуюся на балансе нефтедобывающей компании, приходилось 7,8 т нефти в сутки. При этом в 2019 году этот показатель составлял 8,6 т нефти в сутки, соответственно. По прогнозам экспертов «АссоНефти», средний дебит эксплуатационных скважин будет и далее снижаться и, к 2030 году, он может уменьшиться до 5,4 т нефтяного сырья в сутки[3].

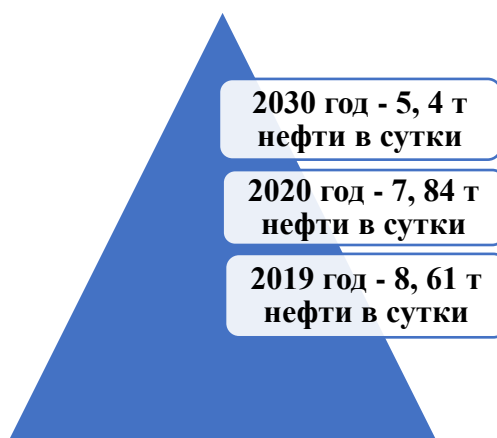


Рис.2 – Показатели дебита нефтяных скважин

Источник: составлено авторами на основании данных, изложенных в «Функционирование и развитие ТЭК России». Данные ФГБУ ЦДУ ТЭК/Министерство энергетики Российской Федерации. М.: Издательство ЦДУ ТЭК, 2021

В какой-то степени нерациональное отношение к богатым природным ресурсам было сформировано отсутствием технологий, позволяющих справиться с обводненностью скважин. В настоящее время такие технологии, в том числе цифровые, существуют и могут применяться для возобновления эксплуатации старых скважин. Например: цифровой симулятор для снижения обводненности и себестоимости добычи нефти на основе математического моделирования и искусственного интеллекта или нейросетевая технология добычи нефти. Первая из технологий представляет собой программный продукт, при помощи которого возможно осуществлять планирование, проектирование и управление ключевыми параметрами ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ в нефтяных скважинах с возможностью осуществления анализа показателей технико-экономической эффективности.

К преимуществам представленной выше цифровой технологии можно отнести:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- выбор скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий, с применением сквозной цифровой технологии в виде искусственного интеллекта;
- расчёт параметров проведения мероприятий по снижению обводнённости;
- моделирование закачки реагентов с учетом разнообразных геолого-физических и технических условий;
- расчёт динамики распределения жидкости в пласте и давлений в процессе обработки
- прогноз эксплуатационных параметров скважины после мероприятий по снижению обводнённости;
- расчет экономической эффективности ГТМ на основе базовых входных технико-экономических показателей.

Но для применения нужны крупные инвестиции и конкретные преференции со стороны государства, учитывающие различные специфические факторы в каждом отдельном случае.

Однако, как утверждают эксперты, усилия абсолютно оправданы. Поскольку рост КИН даже на 1% покрывает затраты на открытие нового месторождения нефти, а его увеличение на 5% соответствует дополнительной добыче нефти в объеме 100-150 млн. т в год.

Обеспечение роста коэффициента извлечения нефти, возможно за счет введение в эксплуатацию старых скважин, ранее остановленных по тем или иным причинам.

Эксплуатационный фонд состоит из нефтяных скважин, которые обеспечивают добычу нефти, и тех, которые составляют неработающий фонд. Отдельным элементом в статистике является бездействующий фонд скважин, к которому относят скважины, не производят добычу в последнем месяце отчетного года. Здесь же учитываются скважины, переведенные из других категорий, которые ранее эксплуатировались на нефть, а на конец отчетного периода оказались в освоении или ожидании освоения после проведения в них ремонтно-изоляционных, опытно-исследовательских и других восстановительных работ.

Значительная численность старых нефтегазовых скважин, которые продолжают работать в произвольном режиме, без четкой системы управления их эффективностью, может рассматриваться как резерв повышения добычи нефти.

Кроме того, рациональное решение о выводе месторождений и скважин из бездействующего состояния, позволит увеличить коэффициент извлечения нефти до 7%, при условии осуществления предварительных геолого-технических мероприятий. Несмотря на то, что показатель обводненности залежей в старых скважинах, как правило, высокий, объемов остающегося в недрах земли нефтяного сырья вполне достаточно для принятия решений о его добычи.

Следовательно, управление старым фондом нефтегазовых скважин необходимо осуществлять на основе формирования системы сбалансированных показателей доходности и рационального недропользования с широким использованием сквозных цифровых технологий.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Эффективность экономики России: Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/#)(Дата обращения 30.07.2022)
2. Информация о дополнительных нефтегазовых доходах федерального бюджета: Минфин России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/oil/>(Дата обращения 31.07.2022)
3. Гаранина, М.П., Бабордина, О.А. Особенности управления старым фондом нефтегазовых скважин // Актуальные вопросы и тенденции развития современной экономики: Сборник трудов международной научно-практической конференции. - Самара: СамГТУ, 2021. - С. 497-504.

УДК 622.276

**УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ**

*О. Ф. Кондрашев*

*E-mail: [kondr\\_of@mail.ru](mailto:kondr_of@mail.ru)*

*УГНТУ*

*Уфа, Россия*

**Аннотация.** В работе приводятся экспериментальные данные о физическом состоянии нефти в порах микронного масштаба, качественно и количественно отличающиеся от показаний стандартной реометрии. Показана необходимость учета молекулярно-поверхностного взаимодействия породы с нефтью в ее гидродинамической модели.

**Ключевые слова.** Пристенный и граничный слой, молекулярно-поверхностное взаимодействие, надмолекулярная структура, узкий зазор, сдвиговая упругость, разрыв сплошности.

*Введение*

Информация о физическом состоянии нефти в эксплуатационных условиях необходима для построения ее гидродинамической модели, позволяющей объективно решать самые разнообразные задачи добычи нефти от подсчета активных запасов до обоснования выбора методов интенсификации.

Сложность объекта исследования породила множество моделей - от изовязкозных до структурированных жидкостей [1], имеющих ограниченную область применения и поэтому требующих в каждом конкретном случае своего экспериментального подтверждения. Однако в большинстве случаев в моделях не учитывалось молекулярно-поверхностное взаимодействие жидкости с породой, приводящее к образованию адсорбционно-сольватных или граничных слоев, сужающих эффективное сечение поровых каналов и приводящих к затуханию фильтрации [2,3].

## *Постановка задачи*

В Уфимском нефтяном университете для решения подобных задач были разработаны экспериментальные установки и методики исследования структурно-механических свойств пластовых флюидов, реализующие системный подход к изучению их состояния в пористой среде. Не останавливаясь на их подробном описании [3,4], укажем, что они представляют собой конструктивное развитие известных приборов Б.В. Дерягина и П.А. Ребиндера и реализуют возможность изучения реологических свойств пристенных (граничных) слоев флюидов на порообразующих минералах в поровых каналах микронного масштаба.

Измерительная ячейка установки представляет две параллельно расположенные пластины из порообразующего минерала, закрепленные в сложном механическом подвесе, обеспечивающем их тангенциальное крепление, пластовые скорости сдвига и изменение расстояния между ними (узкий зазор) в интервале 0,1-30 мкм. Принципиальное отличие описываемого устройства от прототипов - возможность измерения структурно-механических свойств жидкости при пластовых условиях; в узких зазорах, скоростях сдвига, температурах и давлениях, отвечающих конкретным геолого-техническим условиям.

## *Результаты исследований*

Опыт работы с нефтью различных регионов страны позволяет сделать ряд принципиальных замечаний относительно необходимости системного подхода к изучению характеристик флюидов, учета контактных взаимодействий в пластовой системе нефть – пористая среда на всех стадиях разработки нефтяных месторождений.

Необходимость этого покажем на примере асфальтосмолистой нефти Чекмагушевского месторождения, представляющая по данным стандартной реометрии слабоструктурированную неньютоновскую жидкость с плотностью нефти при 20 °С - 857 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью нефти в пластовых (4,5 мПа·с) и поверхностных (19,3 мПа·с) условиях, пластовой температурой 40 °С и проницаемостью продуктивной части коллектора 0,204 мкм<sup>2</sup>.

В ходе эксперимента проводилось изучение специфики контактного взаимодействия нефти с породой во времени в разных по величине узких зазорах, в диапазоне напряжений-скоростей сдвига, характерных для нефтяного пласта.

Анализ динамики структурно-механических свойств позволил установить следующее (рис. 1):

- в результате контактного взаимодействия нефть приобретает сдвиговую упругость, не свойственную жидкому состоянию;

- кратно возрастает уровень вязкости;
- процесс структурообразования имеет сложный, немонотонный характер.

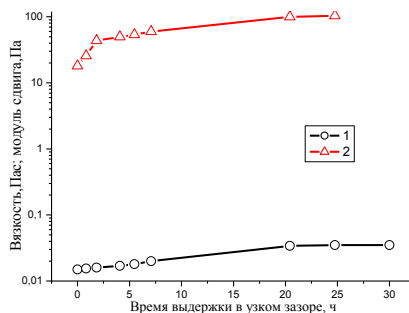


Рис. 1 Динамика вязких (1) и упругих (2) свойств в узком зазоре 20 мкм



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наличие упругих свойств говорит о том, что нефть в пристенной области является мезофазой, приобретающей свойства твердого тела, силовое поле которого изменяет микро- и макроскопические характеристики флюида.

Изменение во времени структурно-механических свойств в пристенной области вызвано формированием на первом этапе адсорбционного слоя и далее на его основе полимолекулярного граничного слоя, постепенно структурирующего весь поровый объем жидкости.

Размеры граничного слоя на данный момент можно определить по данным измерений в различных узких зазорах, где перегиб кривой будет определять его удвоенную толщину (рис. 2). Вязкость, представленная в относительной форме (фактор приведения – динамическая вязкость, определенная стандартным способом), наглядно демонстрирует структурирующее действие твердого тела, его дальное действие. Следует подчеркнуть, что существование градиента физических свойств (плотность, показатель преломления, диэлектрическая проницаемость) в граничных слоях подтверждается другими независимыми наблюдениями [2].

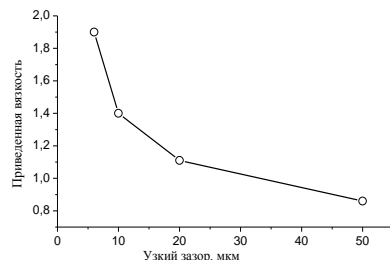


Рис. 2 Зависимость приведенной вязкости от величины узкого зазора

Из приведенного следует и другой важный вывод: для корректного описания структурно-механических свойств пластового флюида кроме скоростей-напряжений и температур необходимо указывать время контактного взаимодействия.

Важно отметить, описанные молекулярно-поверхностные эффекты присущи и другим технологическим жидкостям [4].

Прямым следствием описанных выше изменений структуры и свойств жидкости должна быть соответствующая трансформация кривой течения, по определению отражающей реакцию системы на внешнее воздействие. Полученные кривые течения отражают модификацию надмолекулярной структуры в пристенном слое от вязкопластичной жидкости в узком зазоре 20 мкм (рис. 3) до твердообразной вязкоупругой структуры (рис.4) в меньшем по величине зазоре. В последнем случае кривая имеет участки с отрицательным углом наклона, где

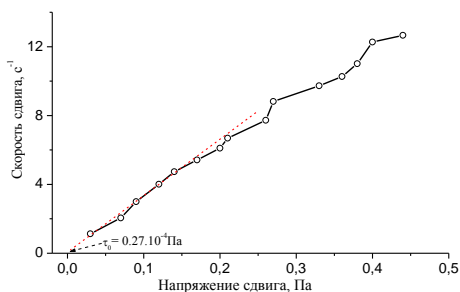


Рис. 3 Кривая течения нефти в узком зазоре 20 мкм

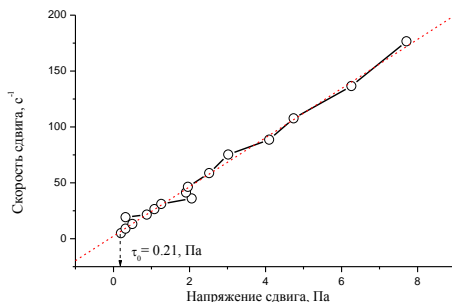


Рис. 4 Кривая течения нефти в узком зазоре 3,2 мкм

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скорость возрастает при уменьшении напряжения сдвига.

Известно, что подобное в обычных условиях наблюдается в концентрированных растворах полимеров и суспензиях [5]. Подобные эффекты в узких зазорах проявляются и в биополимерных буровых растворах без твердой фазы [4], усиливая их антифильтрационные свойства, поскольку разрыв континуума, локализуется во входной зоне порового канала, оставляя далее структуру фильтрата неразрушенной.

Критические напряжения, найденные с помощью экстраполяции начальных участков кривых течения и соответствующие им градиенты давления, превышают уровень действующих в пласте перепадов давления (табл.), что осложняет, а порак менее 3 мкм, исключает нефтеизвлечение из пропластков соответствующей проницаемости без проведения превентивных мероприятий.

Таблица. Критические напряжения и градиенты граничносвязанной нефти

Узкий зазор, мкм	Критическое напряжение, Па	Критический градиент, МПа/м	Примечание
20	$0,27 \cdot 10^{-4}$	0,01	0,0005-0,02 МПа/м – диапазон градиентов для Волго-Уральского региона
3,2	0,21	0,03	
1,5	0,31	0,10	

### *Выводы*

Приведенные экспериментальные материалы говорят о необходимости введения в стандарты нефтяной реометрии современных методик исследования молекулярно-поверхностных явлений для создания более корректных моделей пластовых флюидов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Матвиенко В.Н., Кирсанов Е.А. Структурное обоснование неньютоновского течения. Вести Моск. ун-та. Сер2. Химия. 2017. т.58. №2. С.59-82.
2. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика. М.: Наука, 1979, с. 384.
3. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. -М.: Недра, 1980. 265 с.
4. Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин. Уфа, Монография, 2004. 250 с.
5. Урьев Н.Б. Высококонтрированные дисперсные системы. - М.: Химия, 1980. 320 с.

**ВЫБОР КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОСТИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РАСХОДА  
АБСОРБЕНТА В АБСОРБЦИОННЫХ УСТАНОВКАХ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ  
НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

*А.А. Кукин, М.А. Шейкина*

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия, [wmsheikinam@gmail.com](mailto:wmsheikinam@gmail.com)*

**Аннотация.** В статье рассмотрены особенности выбора критерия оптимальности для минимизации расхода абсорбента в абсорбционных установках. Отдельное внимание уделено интегральному критерию качества, который позволяет поддерживать на определенном уровне концентрацию сероводорода в циркулирующем газе на выходе из абсорбера. Также особый акцент сделан на минимальном отношении расхода абсорбента к расходу газа.

**Ключевые слова:** абсорбция, расход, газ, очистка, оптимизация, колонна.

В последнее время с учетом тенденций изменения режимов эксплуатации технологического оборудования на нефтегазовых месторождениях увеличивается использование технологических процессов извлечения избыточного количества влаги. Попутные и природные газы, которые поступают в условиях повышенного давления низкой температуры нефтедобычи, в большинстве своем, содержат парообразную и капельную влагу. Эта влага способствует возникновению гидратов, представляющих собой затвердевшие углеродные элементы газовой смеси с добавлением в них молекул воды. После того, как эти гидраты оседают в виде льда на стенках аппаратов и трубопроводов, они уменьшают их внутреннее сечение, сокращают пропускную способность, что в результате приводит к полному закупориванию [1].

Наличие в углеродных газах кислых компонентов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др.) способствует сильной коррозии труб. Для борьбы с гидрообразованием и с целью очистки газов от кислых примесей на нефтегазовых месторождениях применяются специальные абсорбционные установки. В этих установках очищается и высушивается газ, для чего используются абсорбенты и вещества, которые снижают температуру гидрообразования [2].

Использование абсорбционных установок имеет преимущества, а именно: гарантированное обеспечение нормированных значений содержания влаги в природном газе, незначительные потери давления, относительная простота реализации. Но использование режимов эксплуатации технологического оборудования, рекомендованных его производителем, на отдельных объектах приводит к уменьшению эффективности применения свойств адсорбента, увеличению абсорбирующих веществ и росту расхода энергии для восстановления его свойств (регенерации).

Таким образом, актуализируется задача обоснования оптимальных расходов абсорбента, которые позволят обеспечивать на приемлемом уровне эффективность всех технологических процессов и поддерживать высокое качество добываемых углеводородов.

Несмотря на имеющиеся исследования и публикации, ряд вопросов в очистке добываемых углеводородов все еще остается открытым и требует более углубленного изучения. В частности, широко используемый на практике многоступенчатый процесс абсорбции, приводит к значительным удельным расходам абсорбентов для осуществления процесса извлечения целевых углеводородов из газа и, как следствие обуславливает необходимость использования дополнительного оборудования для регенерации абсорбента.

Кроме того, промышленные исследования режимов работы абсорбционных установок систем осушки с целью их оптимизации проводили для условий автомобильных газонаполнительных компрессорных станций. Но результаты этих экспериментов не могут быть непосредственно использованы для создания методики оптимизации режимов работы систем осушки на предприятиях добывающей отрасли, так как не учитывают специфику функционирования технологического оборудования, термодинамические условия и состав природного газа.

Таким образом, цель статьи заключается в рассмотрении особенностей выбора критериев оптимальности для минимизации расхода абсорбента на нефтегазовых месторождениях.

Итак, для минимизации расхода абсорбента на нефтегазовых месторождениях представляется целесообразным использовать интегральный критерий качества. В связи с этим предлагаем уделить внимание поддержке на определенном уровне концентрации сероводорода в циркулирующем газе на выходе из абсорбера, так как концентрация сероводорода в газе в дальнейшем будет влиять на качество исходной продукции при минимизации расхода абсорбента.

$$I = \frac{1}{2} \int_0^{t_f} \left[ q \left( C_{H_2S_2}(l_a, t) - C_{H_2S_2}^{3\partial}(l_a, t) \right)^2 + G_p^2 \right] dt \rightarrow \min,$$

где  $C_{H_2S_2}$  – концентрация сероводорода в газе;

$C_{H_2S_2}^{3\partial}$  – концентрация сероводорода в газе на заданном уровне;

$G_p$  – расход абсорбента;

$l_a$  – высота абсорбера;

$t$  – момент времени;

$q$  – концентрация основного компонента на выходе адсорбера в газовой смеси.

Определим Гамильтониан:

$$H = \frac{1}{2} \left[ q \left( C_{H_2S_2}(l_a, t) - C_{H_2S_2}^{3\partial}(l_a, t) \right)^2 + G_p^2 \right] + \lambda_1 (a_{11} C_{H_2S_2}(l_a, t) + a_{12} C_{21} + b G_p) + \lambda_2 (a_{21} C_{H_2S_2}(l_a, t) + a_{22} C_{21})$$

где  $\lambda_1, \lambda_2$  - предельные краевые условия;

$a, b$  – операторы полной энергии.

Запишем условия оптимальности:

$$\begin{aligned}\lambda'_1 &= -\frac{\partial H}{\partial C_{H_2S_2}(l_a, t)} = -q \left( C_{H_2S_2}(l_a, t) - C_{H_2S_2}^{30}(l_a, t) \right) - \lambda_1 a_{11} - \lambda_2 a_{21} \\ \lambda'_2 &= -\frac{\partial H}{\partial C_{21}} = -\lambda_1 a_{11} - \lambda_2 a_{21} \\ \frac{\partial H}{\partial G_P} &= G_P + \lambda_1 b = 0 \\ \lambda'_1 \lambda_1(t_f) &= 0 \\ \lambda_2(t_f) &= 0\end{aligned}$$

Для оптимизации расхода абсорбента с экономической точки зрения необходимо сравнивать стоимость десорбера и скорость циркуляции абсорбента. Стоимость десорбера определяет разовые капитальные расходы, а скорость циркуляции абсорбента – эксплуатационные расходы (топливо, хладагенты, электроэнергию). Наиболее оптимальным представляется вариант, при котором заданный уровень извлечения достигается в десорбере определенных размеров при условии обеспечения минимальной скорости циркуляции абсорбента, которая в свою очередь влияет на размер эксплуатационных расходов [3].

Важное значение для улучшения технологического процесса абсорбции также имеет современный уровень автоматизации технологических процессов. Управление процессом абсорбции в целом и соблюдение норм технологических режимов, а также заданного качества газа, максимальное использование производственных мощностей аппаратов и оборудования, уменьшение энергопотребления, обеспечение ритмичности производства достигается благодаря применению новейших микропроцессорных средств автоматизации.

Для того чтобы система автоматизации обеспечивала ожидаемые показатели эффективности и отдачи необходимо правильно задать критерии нахождения числа стадий равновесия при определении минимального соотношения скоростей потока абсорбента и газа.

Итак, для равновесия можно использовать следующую формулу:

$$K_n = \frac{y_n}{x_n} = \frac{Y_n/(1 + Y_n)}{X_n(1 + X_n)}$$

Оптимизация работы производственной линии достигается при соблюдении следующего критерия:

$$Y_{n+1} = X_n \left( \frac{L'}{V'} \right) + Y_1 - X_0 \left( \frac{L'}{V'} \right)$$

когда  $X \sim x$  и  $Y \sim y$

$$\left( \frac{L'}{V'} \right)_{min} = \frac{y_{N+1} - y_1}{y_{N+1}/K_N - x_0}$$

когда  $X \sim x$  и  $Y \sim y$  и  $x_0 = 0$

$$\left(\frac{L'}{V'}\right)_{min} = K_N \left(1 - \frac{y_1}{y_{N+1}}\right)$$

В вышеприведенных формулах аббревиатуры имеют следующие значения:

$K$  - константа равновесия, (мольная доля растворенного вещества в газе)/(мольная доля растворенного вещества в жидкости);

$L'$  - скорость потока жидкости без растворителя (моль жидкого абсорбента время<sup>-1</sup>);

$n$  - общая стадия равновесия;

$N$  - нижняя равновесная ступень для абсорбционной колонны;

$V'$  - скорость потока газа без растворителя (моль газообразного носителя время<sup>-1</sup>);

$\left(\frac{L'}{V'}\right)_{min}$  - относительный молярный расход абсорбента без растворителя и газаносителя без растворителя, при котором требуется бесконечное число равновесных стадий для достижения желаемого разделения;

$x$  - мольная доля растворенного вещества в жидкой фазе (моль растворенного вещества/моль всего количества жидкости);

$X$  - мольная доля растворенного вещества в жидкой фазе (моль растворенного вещества/моль жидкости абсорбента);

$X_0$  - мольное соотношение растворитель/абсорбент в жидкости, поступающей в верхнюю часть абсорбционной колонны;

$X_N$  - мольное соотношение растворителя/абсорбента в жидкости, выходящей из нижней части абсорбционной колонны;

$y$  - мольная доля растворенного вещества в газовой фазе (моль растворенного вещества/моль всего газа);

$Y$  - мольная доля растворенного вещества в газовой фазе (моль растворенного вещества/моль газообразного носителя);

$Y_1$  - мольное соотношение растворенного вещества/газообразного носителя в газе, выходящем из верхней части абсорбционной колонны;

$Y_{N+1}$  - мольное соотношение растворителя/газообразного носителя в газе, поступающем в нижнюю часть абсорбционной колонны.

Таким образом, предложенные критерии минимизации расхода абсорбента позволят обеспечить на практике оптимальный технологический режим работы систем осушки природного газа, а также максимально использовать способность абсорбента поглощать избыточную влагу, содержащуюся в природном газе, продлить срок его эксплуатации, уменьшить эксплуатационные расходы, обеспечить бесперебойную работу и увеличение срока безремонтной эксплуатации газового оборудования.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Inlet temperature influence on isothermal gas cleaning from mono-impurities by fixed layer of adsorbent / O.N. Filimonova, A.S. Vikulin, M.V. Enyutina, A.V. Ivanov //

- ChemChemTech.- 2020.- Т. 63.- № 9.- С. 88-92.
2. Агеев, А.Л. Расчет и внедрение высокоэффективных сепарационных аппаратов очистки природного газа от дисперсной фазы / А.Л. Агеев // Газовая промышленность.- 2020.- № 1 (795).- С. 82-87.
  3. Исмагилов, Ф.Р. Очистка газов регенерации адсорбентов от меркаптанов / Ф.Р. Исмагилов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.- 2020.- № 6.- С. 12-15.

## ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ НЕФТИ ПОД ВЛИЯНИЕМ РАЗРАБОТКИ

*Н.А. Царёв, Г.А. Ковалёва*

*СамГТУ  
Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье приведены и раскрыты на примере, как из литературы, так и конкретных месторождений, основные причины изменения физико-химических свойств нефти под влиянием разработки. Такие изменения могут происходить за счет изменения пластовых условий в процессе разработки при различных видах воздействия на пласты - изменения давления и температуры пласта, изменение фазового состояния, закачка в пласт поверхностной, содержащей кислород, воды и др.

**Ключевые слова:** физико-химические свойства нефти, разработка нефтяного месторождения, фазовое состояние пластовой нефти, температура насыщения пластовой нефти парафином

### **Введение**

**Актуальность работы.** В настоящее время большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки. Для того, чтобы эффективно проводить доработку продуктивных залежей, необходимо учитывать особенности состава и свойств нефти каждого пласта и учитывать степень их изменения.

Чтобы иметь возможность прогнозировать степень изменения свойств нефти и газа в процессе разработки необходимо иметь четкие представления: а) о закономерностях изменения свойств нефти и газа по объему залежи до начала разработки; б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода); в) о направлениях перемещения флюидов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин; г) об изменениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.

**Целью данной работы** является краткий обзор литературы по данному вопросу, а также анализ фазового состояния парафинистой нефти (на примере Харьягинского месторождения) и изменения физико-химических свойств пластовой нефти (на примере Западно-Хоседаюского месторождения).



### **1.1. Основные причины изменения физико-химических свойств в процессе разработки месторождений**

В процессе разработки залежей многих месторождений свойства добываемой нефти и газа в большей или меньшей степени изменяются. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин новых порций нефти и газа из участков, удаленных от скважин и характеризующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной близости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических изменений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в залежи воды и изменения пластовых давления и температуры.

Основные причины изменения физико-химических свойств в процессе разработки месторождений:

1) Пространственное непостоянство состава нефти, насыщающей продуктивный пласт. Состав пластовой нефти при миграции по пласту с неоднородным литологическим составом пород-коллекторов может изменяться за счет адсорбции части компонентов

2) Изменение пластовых условий в процессе разработки при различных видах воздействия на пласты - изменения давления и температуры пласта, изменение фазового состояния, закачка в пласт поверхностной, содержащей кислород, воды и др./1, 2/.

Остановимся более подробно на второй причине.

### **1.2. Изменение фазового состояния пластовой нефти в процессе разработки месторождения**

Нефть залегает в нефтяном пласте в условиях совместного воздействия пластового давления и температуры, как правило, в однофазном состоянии. В процессе разработки месторождений в пластах непрерывно изменяется давление, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую / 3/.

Поэтому при изучении изменения свойств пластовой нефти особое внимание уделяется фазовому состоянию нефти в пластовых условиях, а также параметрам, определяющим это состояние: пластовому давлению, давлению насыщения, газосодержанию нефти/4/.

В результате техногенного воздействия - процесса разработки - происходит изменение этих параметров однофазного состояния, в результате чего нефть превращается в двух или трехфазную систему: 1 - газовая фаза – свободный газ, 2 - жидкая нефтяная фаза, 3 - твердая фаза – кристаллы высокомолекулярных парафиновых углеводородов, обладающими поверхностной активностью, с адсорбированными на них асфальтенами, смолами, маслами и другими компонентами нефти.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В пластовых условиях высокомолекулярные углеводородные компоненты находятся в растворенном состоянии в жидкой фазе, однако, в процессе разработки нефтяной залежи, при изменении термобарических условий в пласте, они могут выделиться в виде твердой фазы.

В нефтепромысловой практике фазовое состояние парафина в нефти характеризуется температурой насыщения нефти парафином, т.е. «температурой начала массового выпадения кристаллов парафина в нефти». Для предварительной оценки фазового состояния нефти в пластовых условиях залегания (жидкость – твердая фаза) используется температурный критерий, основанный на разности температуры пласта и температуры насыщения нефти парафином ( $\Delta t = t_{пл.} - t_{нас.пл.нефти\ параф.}$ ). Величина  $\Delta t$  характеризует степень насыщенности нефти парафином. В соответствии с [5, 6] следует, что при  $\Delta t \sim 0^\circ\text{C}$  нефть насыщена парафином, при  $\Delta t < 10^\circ\text{C}$  существует зона перехода нефти к состоянию насыщенного раствора твердых парафинов в нефти и, соответственно, при  $\Delta t > 10^\circ\text{C}$  нефть недонасыщена парафином.

Для месторождений, нефти которых содержат большое количество парафина, выделение растворенного газа вследствие снижения пластового давления и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды могут привести к выделению парафина из растворенного состояния в свободную твердую фазу. Результат этого процесса — уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение ее плотности. Однако кристаллизация парафина в пласте крайне нежелательна для разработки нефтяных месторождений, поскольку выпавшие кристаллы парафина резко ухудшают условия фильтрации нефти и приводят к снижению коэффициента нефтеотдачи.

Примером месторождения, на котором насыщенность пластовой нефти парафином имеет для каждого продуктивного пласта свое значение, может служить **Харьягинское месторождение**.

Харьягинское месторождение расположено находится в Печоро-Колвинской нефтегазовой области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Месторождение введено в промышленную разработку в 2003 году, многопластовое, выделено 4 пласта: P1ar, P1a+s, D<sub>3</sub>-I и D<sub>3</sub>-III.

Харьягинского месторождения являются парафинистыми и высокопарафинистыми, поэтому важным параметром для характеристики таких нефтей является температура насыщения нефти парафином

Температура насыщения нефти парафином по II (D<sub>3</sub>-III) и III объекту (P1ar и P1a+s) Харьягинского месторождения определялась по глубинным пробам нефти (в поверхностных и пластовых условиях) и по устьевым пробам. В таблице 1 представлены результаты этих экспериментальных исследований по всем продуктивным пластам (пробы №№ 1-15).

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1										
Определение температуры насыщения нефти парафином для нефтей Харьгинского										
№ п/п	№ скв.	Условие отбора пробы	Дата отбора проб	t <sub>нас. параф.</sub> , °С		Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Содержание парафина, %	Δt = t <sub>пл.</sub> - t <sub>нас.пл.</sub> , °С
				дегазир.	пласт.					
<b>D<sub>3</sub>-III</b>										
1	КНА_E2_01	глубин. пр.	30.04.09		<b>25,5</b>	28,7	61	130,1		<b>35,5</b>
2	КНА_E2_01	истьевая пр	26.05.09	<b>38</b>					<b>17,49</b>	
3	КН-2046_1	глубин. пр.	02.07.00		<b>50</b>	21,4	61	116,6	<b>22,57</b>	<b>11</b>
4	КН_2056_1	глубин. пр.	02-03.07.00		<b>45,8</b>	25,5	61	115,8	<b>26,33</b>	<b>15,2</b>
5	КНА_E1-12	глубин. пр.	15.12.13		<b>24</b>	28,7	68	119,40	<b>12,31</b>	<b>44</b>
6	КНА_W1-03	глубин. пр.	07.08.14		<b>34</b>	28,7	68	88,6	<b>13,56</b>	<b>34</b>
7	КНА_W1-03	глубин. пр.	07.08.14		<b>25</b>	28,7	68	97,3	<b>13,62</b>	<b>43</b>
8	КНА_E2-10	глубин. пр.	15.04.16	<b>47</b>	<b>34</b>	21,51	66	125,8	<b>8,3</b>	<b>32</b>
9	КНА_E2-02	глубин. пр.	16.04.16	<b>47</b>	<b>32</b>	20,57	62	131,9	<b>17,5</b>	<b>30</b>
<b>P1a+s (северный купол)</b>										
10	Del-1_1	глубин. пр.	28.09.2001	<b>34</b>	<b>26</b>	18,8	43	39,69	<b>4,2</b>	<b>17</b>
11	Del-1	истьевая пр	28.09.2001	<b>12</b>	<b>16</b>				<b>2,2</b>	<b>27</b>
<b>P1a+s (южный купол)</b>										
12	КНА-2	глубин. пр.	15.10.02	<b>34</b>	<b>36</b>	18,6	42	52,1	<b>10,6</b>	<b>6</b>
<b>P1a+r (северный купол)</b>										
13	Del-1-1	глубин. пр.	12.01	<b>36</b>	<b>23</b>	15,5	43	37,3	<b>3,8</b>	<b>20</b>
<b>P1a+r (южный купол)</b>										
14	E1-04_1	глубин. пр.	10.02.10		<b>18</b>	18,2	42	87,5		<b>24</b>
15	E1-04	истьевая пр	10.02.10	<b>30</b>					<b>15,14</b>	
Примечание:			- возможно значения занижены (по расчету 33-44°С )							

Насыщенность пластовой нефти парафином имеет для каждого объекта и пласта свое значение. Так для нефти пласта D<sub>3</sub>-III среднее значение по пласту  $\Delta t = t_{пл.} - t_{нас.пл.} = 62^\circ\text{C} - 33^\circ\text{C} = 29^\circ\text{C} > 10^\circ\text{C}$  – т.е. нефть недонасыщена парафином. Как видно из таблицы 1, по 2 глубинным пробам из скважин КН\_2046 и КН\_2056 значение  $\Delta$  снижается соответственно до 11 и 15°С, т.е. нефть в этих скважинах может оказаться, при дальнейшем снижении пластового давления, в зоне насыщения нефти парафином.

Нефть III объекта в большей степени насыщена парафином, чем нефть II объекта. При пластовой температуре 42-43°С температура насыщения пластовой нефти парафином по пробам нефти III объекта изменяется от 18 до 36°С. Нефть пласта P1a+s (южный купол) близка к насыщению нефти парафином ( $\Delta t = t_{пл.} - t_{нас.пл.} = 6^\circ\text{C} < 10^\circ\text{C}$ ). Создаются условия для выпадения АСПО в пластовых условиях в результате снижения пластового давления (Рис.1).

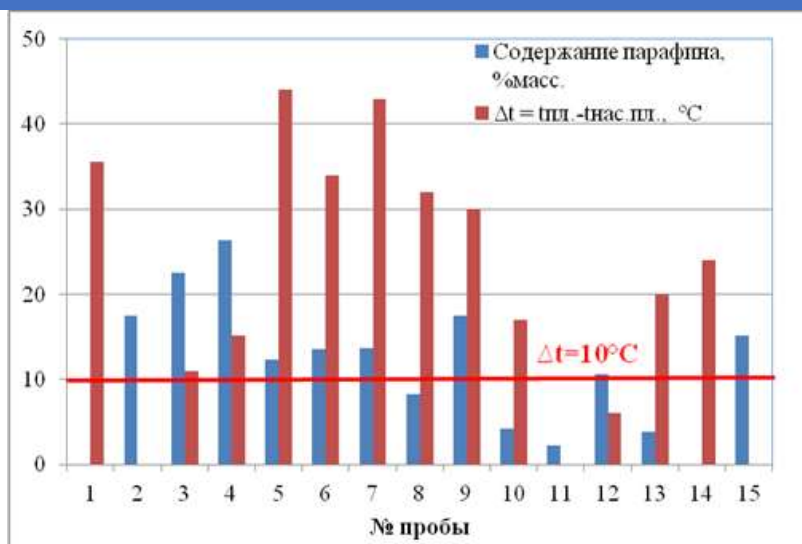


Рис.1. Гистограмма распределения параметра  $\Delta t = t_{пл.} - t_{нас. пл.}$  и содержания парафина по пробам из таблицы 1 ( $\Delta t = 10^\circ\text{C}$  – температурная граница существования твердой фазы)

О частичном выпадении парафина можно судить, если сравнить физико-химические свойства и состав проб нефти, отобранных на поверхности (устьевых) и сепарированной нефти после однократного разгазирования глубинных проб. Такие пробы отобраны по пласту  $P_{1a+s}$  (северный купол) из скважины Del\_1 и по пласту  $P_{1a+s}$  (южный купол) из скважины КНА\_2 (Рис.1 и 2). Более низкие величины температуры насыщения нефти парафином для поверхностных (устьевых) проб из скважин Del\_1 ( $12^\circ\text{C}$ ) и КНА\_2 ( $20^\circ\text{C}$ ), соответствуют меньшему, чем в сепарированных пробах (после однократного разгазирования) этих же нефтей содержанию парафина ( $34^\circ\text{C}$ ), что можно объяснить частичным выпадением парафина. Подтверждается это и отличием температуры плавления выделенных парафинов из поверхностной и сепарированной проб (соответственно  $52$  и  $59^\circ\text{C}$  для скважин Del\_1 и КНА\_2). Т.е. в первую очередь выпадают высокомолекулярные парафинистые углеводороды.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

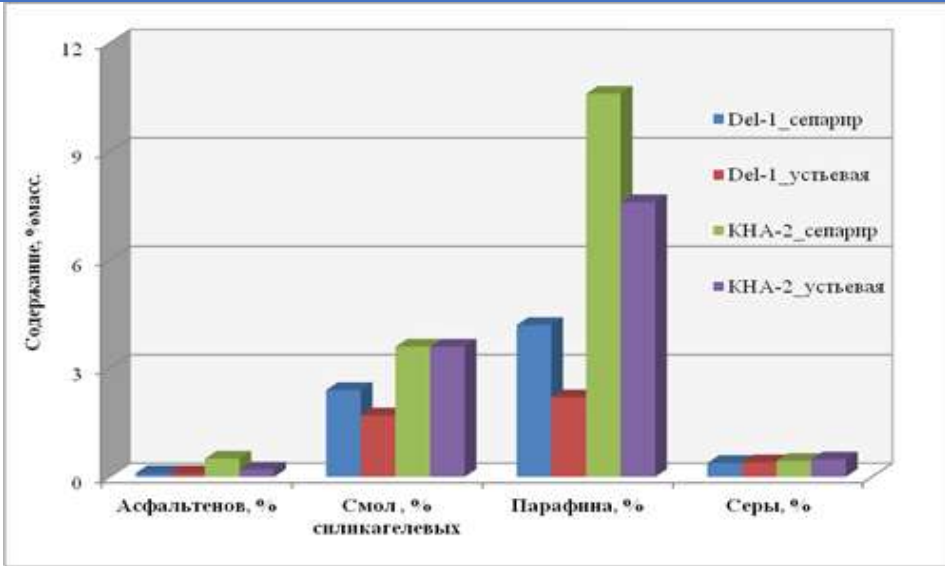


Рис. 2. Сопоставление состава проб нефти, отобранных из скважин Del\_1 и КНА\_2 (P<sub>1a+s</sub>) на поверхности (устьевых) и глубинных (после однократного разгазирования)

За последние годы при разработке Харьягинского месторождения, отмечалось падение пластового давления на объекте Пс начального 30 МПа до текущего 18.2 МПа, т.е. ниже давления насыщения. Также отмечено снижение пластового давления по объекту P<sub>1a+s</sub>. Влияние падения пластового давления на температуру насыщения нефти парафином, а также на возможность выпадения АСПО в пластовых условиях можно увидеть на Рис.3.

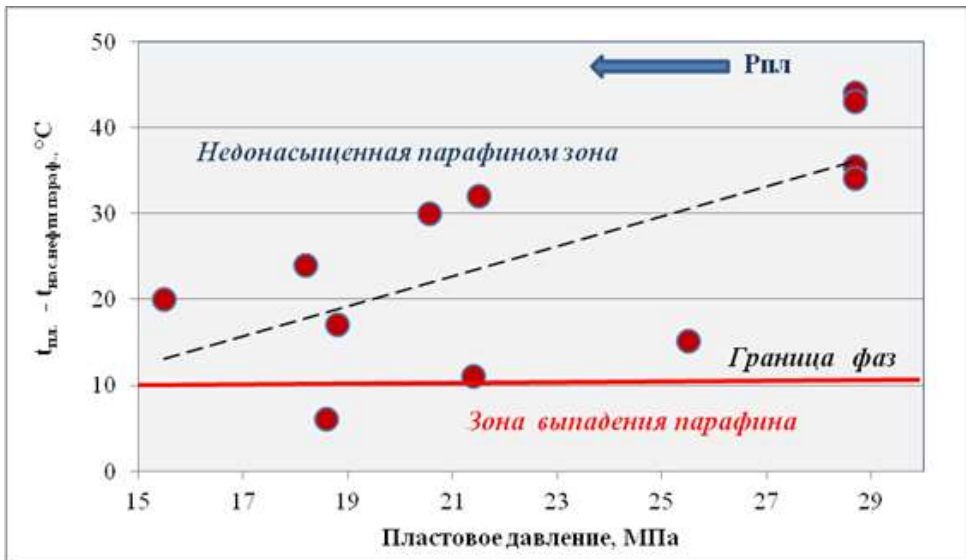


Рис. 3. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от пластового давления

Температура насыщения нефти парафином для пластовой нефти зависит не только от содержания (количества) растворенного парафина, как для дегазированной нефти, но и от пластового давления и газосодержания. При снижении пластового давления уменьшается и газосодержание, что автоматически увеличивает содержание растворенных твердых парафинов в нефти. Таким образом, нефть становится из недонасыщенной – насыщенной парафинами (высокомолекулярными). Происходит изменение фазового состояния пластовой нефти.

Таким образом, можно сделать вывод, что при разработке месторождений с парафинистой нефтью необходимо проводить постоянный контроль за изменением содержания парафина в нефти и термобарическими условиями залегания этих нефтей. Для этого проводить качественный отбор глубинных и поверхностных проб нефти, при лабораторных исследованиях проводить экспериментальные изучения условий выпадения парафина, в т.ч. обязательное определение температуры насыщения нефти парафином по глубинным и поверхностным пробам нефти.

### **1.3. Изменение нефти, связанные с техногенным вмешательством в пластовую систему при проведении заводнения**

Изменение свойств пластовой нефти может происходить под влиянием закачиваемой в пласт воды, особенно, когда в пласт закачивают пресную воду. В настоящее время свыше 80% отечественных нефтяных месторождений разрабатываются с использованием искусственного заводнения. Нагнетание воды производится в законтурную область залежи или внутри контура, с самого начала разработки или на определенном этапе. При этом может происходить межфлюидная диффузия из нефти в воду многих компонентов, особенно азота, диоксида углерода, метана/7/.

Свойства остаточной нефти, которая подвергалась длительному влиянию закачиваемой в пласт воды, отличаются от свойств нефти в зонах пласта, не охваченных заводнением. Это происходит за счет окисления нефти кислородом, содержащимся в воде, а также к процессам взаимного растворения нефти и воды, химическим и биохимическим реакциям. Могут отличаться и свойства добываемой нефти в начале разработки месторождения и после длительной разработки с применением заводнения.

Наиболее высокой растворимостью в воде обладают метан и азот. В процессе разработки с заводнением происходит уменьшение содержания этих компонентов в попутном газе. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счет удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти/1/.

Многие исследователи отмечают при разработке ряда месторождений, разрабатываемых с заводнением, изменение физико-химических свойств пластовой нефти. Так, при разработке Ромашкинского месторождения еще на ранней стадии разработки было замечено изменение плотности нефти пласта Д1 в процессе заводнения /8/. В работе/9/ получены новые данные о физико-химических процессах в нефтях, происходящих в пластовых условиях при длительном заводнении продуктивных пластов Ромашкинского месторождения. Так, показано, что нефти, отобранные в 2001-2004 гг., отличаются от нефти, отобранной из той же скважины в

1961 г., значительным повышением вязкости, в их компонентном составе уменьшилось содержание бензиновой и масляной фракций, увеличилось содержания смол, асфальтенов и твердых парафинов.

На основании анализа изменения параметров и физико-химических свойств пластовых и поверхностных нефтей по площадям Ромашкинского месторождения/10/установлено негативное действие заводнения при формировании остаточных нефтей, связанное с отложением парафинов. Обнаружено, что парафиноотложения ограничиваются лишь верхней частью пласта вблизи нагнетательного ряда скважин. При этом в нижней промытой зоне парафиноотложение не отмечено. Это связано с закачкой больших объемов холодной воды, что привело к понижению температуры в верхней части и способствовало выпадению твердых парафинов и подтверждается результатами анализа содержания алканов в скважинах Азнакаевской площади. Так, в промытых слоях доля высокомолекулярных парафинов нормального строения по отношению к массовому содержанию алканов составляет 52-55 %, а в верхних прослоях пласта количество твердых углеводородов увеличивается до 95 %.

Влияние процесса разработки залежи на значения физико-химических свойств добываемой нефти месторождений Западной Сибири показано в работах /12, 13, 14/. В этих работах приведены факты изменения значений физико-химических свойств подвижной нефти, вскрыты механизмы, влияющие на нефть в различные периоды и в разных зонах разрабатываемого пласта, а также рассматривались изменения содержания отдельных углеводородных компонентов подвижной нефти по скважинам на примере пласта П1 Северо-Даниловского месторождения во времени. В результате анализа свойств нефти по исследованному фонду скважин в безводный период их эксплуатации позволили установить, что техногенное воздействие на нефть приводит к изменению компонентного состава подвижной нефти при разработке залежи. Причем, в процессе разработки месторождений Западной Сибири содержание метана в составе подвижной нефти уменьшается, содержание этана, пропана, суммы бутанов, суммы пентанов меняется незакономерно и по абсолютной величине незначительно, содержание суммы компонентов С<sub>6</sub>+в закономерно растет. Содержание диоксида углерода в процессе разработки залежи имеет тенденцию к возрастанию, а свободного азота – к снижению.

В процессе заводнения при контакте нефти с вытесняющей водой кроме взаимного растворения некоторых компонентов, на границе контакта происходят окислительные реакции, и образуется окисленная нефть в виде граничного слоя, который в основном состоит из окисленных углеводородов, асфальтенов, силикагелевых смол и парафинов. Кроме того, известно, что с увеличением обводненности у пластовых нефтей возрастает склонность к образованию устойчивых эмульсий, основой которых так же являются асфальтены и силикагелевые смолы. Они так же концентрируются в граничном слое, образуя малопроницаемые мембраны /15

**Примером** изменения свойств нефти в процессе разработки с заводнением может служить Западно-Хоседаюское месторождение, которое расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. Месторождение разрабатывается с 2009. Пласты D<sub>3fm</sub> III-IV разрабатываются с применением очагового и приконтурного заводнения, обводненность продукции составляет более 60%.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Был проведен мониторинг физико-химических свойств нефти. Анализ данных по глубинным и поверхностным пробам нефти показал, что к настоящему времени по сравнению с началом разработки вязкость пластовой нефти увеличивается, газосодержание нефти снижается (Рис.2 - 4).

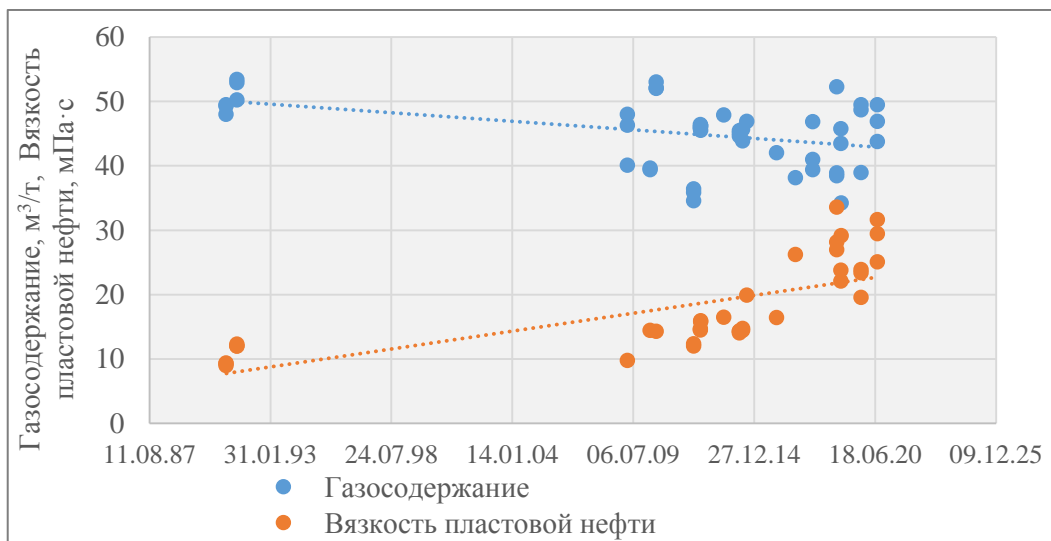


Рис. 2. Динамика изменения газосодержания и вязкости пластовой нефти пластов D<sub>3fm</sub> III-IV Западно-Хоседаюского месторождения

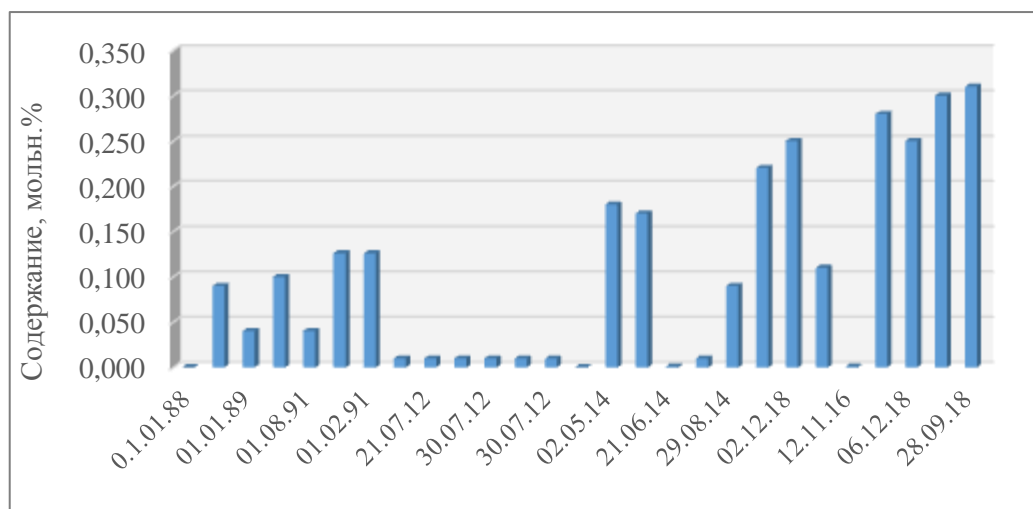


Рис. 3. Динамика содержания сероводорода в газе, выделившемся при однократном разгазировании глубинных проб нефти, отобранных из пластов D<sub>3fm</sub> III-IV Западно-Хоседаюского месторождения



### **Выводы:**

Таким образом, из приведенных проанализированных данных можно сделать следующие выводы:

1. В статье приведены и раскрыты на примере, как из литературы, так и конкретных месторождений, основные причины изменения свойств нефти под влиянием разработки.
2. Изменения физико-химических свойств нефти в процессе разработки могут происходить за счет изменения пластовых условий в процессе разработки при различных видах воздействия на пласты - изменения давления и температуры пласта, изменение фазового состояния, закачка в пласт поверхностной, содержащей кислород, воды и др.
3. Для выявления этих изменений необходимо с самого начала разработки проводить оптимальный и грамотный отбор глубинных и поверхностных проб нефти, вести постоянный мониторинг свойств нефти, а также проводить постоянный контроль за пластовым давлением и температурой.
4. Факт изменения свойств нефти при разработке месторождения необходимо учитывать при гидродинамических расчетах, планировании доразработки месторождения, применения третичных методов разработки, а также технологий обработки скважин.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2003. 285 с.
2. Амерханов И.М. Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке месторождений// Обзор.информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. 1980.
3. Росляк А.Т. Физика пласта. Томск, 2008. 131 с.
4. Шейх-Али Д.М. Определение свойств пластовой нефти при заводнении. Обз. Инф. ВНИИОЭНГа. «Нефтепромысловое дело». 1985, №7. 44с.
5. Методическое руководство по выделению залежей нефти, насыщенных парафином: РД 39-0147035-226-88. - М., 1988
6. Ашмян К.Д., Вольпин С.Г., Ковалева О.В. Методическое руководство по определению фазового состояния (жидкость – твердая фаза) пластовых нефтей при разработке нефтяных месторождений. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2020. 57 с.
7. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. Уфа: БашНИПИнефть, 2001. 137 с.
8. Валитов Н. Б. Особенности изменения нефтей Ромашкинского месторождения в процессе эксплуатации // Нефтяное хозяйство, 1968. № 8. С. 45-47.
9. Фаизуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение Ромашкинского нефтяного месторождения на поздней стадии разработки. Дисс. На соискание уч.ст. к.г-м н. Уфа.2010

10. Ф. Ф. Хамидуллина, А. А. Газизов. Об изменениях физико-химических свойств добываемой продукции нефтяных скважин в процессе разработки нефтяных скважин в процессе разработки на некоторых площадях Ромашкинского месторождения. Вестник Казанского технологического университета. 2012, т.15, В.12, С.193-196
11. Ф.Ф.Хамидуллин. Физико-химические свойства и составы пластовых нефтей при дифференциальном разгазировании на месторождениях Республики Татарстан.// Справочник. Мастер Лайн. Казань, 2000. С. 8-344
12. Ярышев Г. М., Шилов и др. Физико-химические свойства и состав нефти и газа основных месторождений Западной Сибири// Обзор, информ. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 59 с.
13. Сорокин В.Д., Сорокин А.В. Анализ изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири// Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. — Тюмень.-СибНИИИП. 2003. С.132–142
14. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. Тюмень: Вектор-Бук. 2004. 237 с.
15. Нафиков А.А., Хисаметдинов М.Р. и др. Изменение состава и свойств нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи. Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 100-103
16. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.С. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии//В сб. Тектоника и нефтегазоносность башкирии. Уфа, 1983. С. 43-50
17. Кисловец Р.М. Изменения свойств нефти Ярино-Каменноложского месторождения в процессе разработки// Научн.тр ин-та геолеразр.горючих ископаемых. 1979, №7. С.40-42
18. Асфандияров Ф.А., Кильдибеков И.Г., Низамов К.Р. Профилактика биоциноза нефтяных пластов и борьба с микробиологической коррозией. Нефтяное хозяйство, 1984. №1, С.38-41

**РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ  
РАЗРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ГОРБУНОВСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Ю.А. Головина*

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия*

**Аннотация:**

С учетом особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов (нефть Горбуновского

месторождения характеризуется высокой вязкостью от 86,3 – 190,2 мПа\*с), а также режима работы залежей и скважин, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции на Горбуновском месторождении были рекомендованы следующие методы воздействия на пласты и призабойную зону скважин: термохимическая обработка для низкообводненных скважин, проведение электротепловой обработки призабойной зоны скважины, применение технологии обработки углеводородными растворителями, работы по ограничению водопритоков.

**Ключевые слова:** разработка, месторождение, пласт, темп отбора, призабойная зона скважин, термическая обработка, электротепловая обработка, углеводородный растворитель, ограничение водопритока.

Общеизвестно, что независимо от физико-геологических условий при разработке месторождений нефти с высокой вязкостью приходится сталкиваться с серьезными трудностями. В первую очередь, это быстрое обводнение добывающих скважин – за безводный период обычно добывается лишь очень малая доля извлекаемых запасов нефти, большие объемы попутно добываемой воды. Высокая вязкость нефти создает низкое значение гидропроводности продуктивного пласта, что является причиной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов. Это отражается на сроках разработки месторождений и затратах на добычу и подготовку нефти [1].

Разработка таких месторождений невозможна без применения дополнительного воздействия на пласт теплоносителями, растворителями и другими реагентами, снижающими вязкость нефти.

С учетом особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов (нефть Горбуновского месторождения характеризуется высокой вязкостью от 86,3 – 190,2 мПа\*с), а также режима работы залежей и скважин, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции на Горбуновском месторождении были рекомендованы следующие методы воздействия на пласты и призабойную зону скважин:

1. Термохимическая обработка предлагается для низкообводненных скважин, эксплуатирующих карбонатные пласты А-0, А-3, А-4 Челнинского поднятия.

Для повышения эффективности обработок призабойных зон скважин на месторождениях с высоковязкими нефтями институтом «ТатНИПИнефть» разработан способ термохимического воздействия на скважины с предварительным введением гранулированного или порошкообразного магнезия в призабойную зону пласта. Взаимодействие магнезия с кислотой – экзотермическая реакция, поэтому призабойная зона пласта и кислотный раствор, не вступивший в химическую реакцию с магнезией, нагревается до температуры более 100<sup>0</sup>С. Это приводит к расплавлению отложений твердых компонентов нефти в порах и трещинах призабойной зоны.

Осуществлять термокислотные обработки при высоких давлениях не рекомендуется, т. к. давление оказывает сильное тормозящее действие на реакцию кислоты и магнезия.

2. С целью интенсификации добычи высоковязкой нефти пласта А-4 Восточного купола Горбуновского месторождения рекомендуется проведение электротепловой обработки призабойной зоны скважин.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективность электротепловых обработок обусловлена действием ряда факторов: повышение температуры пласта приводит к снижению вязкости нефти, уменьшению межфазного натяжения и адсорбции активных компонентов нефти. Одновременно происходит очистка призабойной зоны от парафинистых и асфальтосмолистых отложений. Для электротепловой обработки скважин Горбуновского месторождения рекомендуется использовать скважинные стационарные электронагреватели по конвективному типу теплообмена на примере «СЭНАМ» производства УфНИПИЦ «Нефтегаз-2» (рисунок 1) и «СНТ» от ООО «Псковгеокабель» (рисунок 2).

### Скважинный электронагреватель СЭНАМ

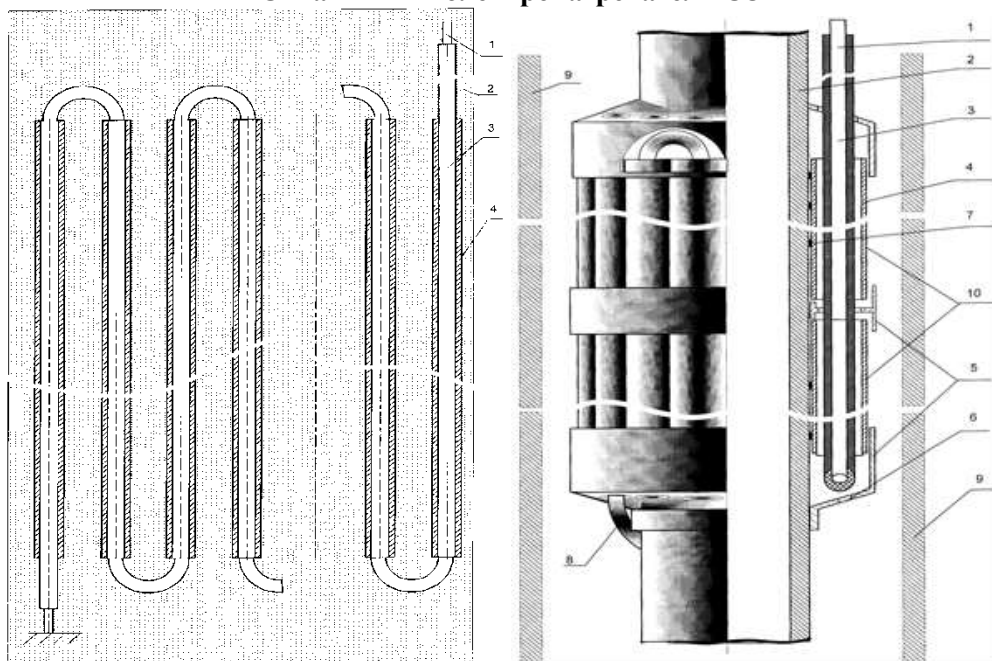


Рисунок 1 - Скважинный электронагреватель СЭНАМ и развертка его нагревательных элементов

1 - токоподвод; 2 - трубчатый корпус; 3 - кабель с малым электрическим сопротивлением; 4 - ферромагнитная трубка; 5 - защитный кожух; 6 - отверстия в защитном кожухе; 7 - прерывистый сварочный шов; 8 - заземление к трубчатому корпусу; 9 - эксплуатационная колонна скважины; 10 - секции ферромагнитной трубки.

## Скважинный электронагреватель «СНТ»

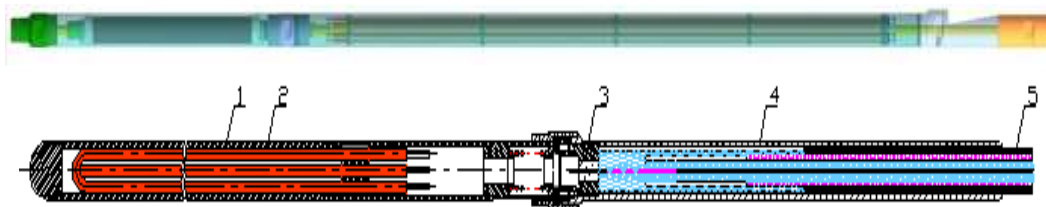


Рисунок 2 - Скважинный электронагреватель «СНТ»

1 – корпус нагревателя; 2 – ТЭН; 3 – переходник - соединительный фланец нагревателя; 4 – НКТ; 5 – геофизический кабель.

3. С целью увеличения притока нефти за счет создания повышенной углеводородной насыщенности в ПЗ продуктивных пластов Горбуновского месторождения, насыщенных высоковязкой нефтью, предлагается применение технологии обработки призабойной зоны углеводородными растворителями.

Как показали лабораторные эксперименты, большинство углеводородных растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также растворяют асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и не выделяют их после охлаждения.

Основными структурообразующими компонентами парафиноотложений являются высшие твердые алканы. Для растворения парафинов используются парафинафтенновые углеводородные фракции (ПНФ). Например, для ОПЗ можно предложить парафинафтенновую фракцию, поступающую на процесс риформинга (фракции для производства бензола и толуола на установке каталитического риформинга), которая относится к концентратам алифатических и нафтенновых соединений, так как в ней преобладают алканы и циклоалканы.

Для обеспечения бесперебойной работы скважин всех продуктивных пластов Горбуновского месторождения рекомендуются работы по предотвращению парафиноотложений и улучшению реологических свойств нефти с использованием нефтяных растворителей (РПА, МС-50, ZR), ингибиторов АСПО (СНПХ-7941, СНПХ-7215, СНПХ-7р-2, СНПХ-7401) [41].

В добывающих скважинах, дебит нефти которых существенно ниже окружающих, рекомендуется проведение импульсного воздействия на пласт. Эффективность химреагентов будет намного больше, если их закачку в пласт проводить в импульсном режиме. В результате происходит повышение продуктивности скважин, восстановление начальной проницаемости ПЗП.

4. В процессе эксплуатации скважин в связи с падением пластовых давлений происходит интенсивное поступление подошвенной воды с оттеснением углеводородного флюида от забоя и снижение уровней добычи нефти, добывающий фонд дает продукцию с высокой обводненностью.

Работы по ограничению водопритоков в таких случаях являются одним из способов регулирования разработки нефтяных залежей, в результате уменьшается суммарный отбор воды и увеличивается конечная нефтеотдача.



Селективные методы изоляции водопритока предлагаются для скважин неоднородных пластов ( $K_p \geq 2,0$ ), представленных чередованием пропластков с различной проницаемостью. В этом случае ограничение притока воды непосредственно из продуктивного пласта осуществляется путем отключения обводненных пропластков из разработки.

Для ограничения водопритока в скважинах неоднородных пластов толщиной более 2м, рекомендуется использование полимерных композиций (ВЕС, ПолиРИР).

Технология водоизоляционных работ основана на закачке в пласт композиции и образовании геля в результате химической реакции со сшивателем в пласте. Закачиваемый водный раствор обладает высокой селективностью фильтрации в пласт и регулируемым временем гелеобразования. Образованные гели обладают высокими прочностными характеристиками геля и стабильностью в пластовых условиях до 150 °С.

При проведении работ по изоляции водопритока в трещиноватых коллекторах, в коллекторах с техногенными трещинами, в высокопористых и кавернозных пластах, после закачки раствора полимерной композиции осуществляют закачку оторочки подкрепляющего состава (например, цемента).

Разработку низкорасчлененных пластов ( $K_p < 2$ ) следует проводить с применением неселективных методов водоизоляции. С целью предотвращения обводнения скважины за счет подъема ВНК, рекомендуется отключение нижних отверстий перфорации в процессе разработки с использованием тампонажных составов (Софит, НеоРИР).

Исключение отдельных пропластков и целых пластов осуществляется закачкой раствора состава в призабойную зону скважины. Закачиваемый водный раствор проникает, прежде всего в водонасыщенные и наиболее проницаемые участки пласта, чаще всего являющиеся путями поступления воды в скважину.

Для предупреждения попадания состава в интервалы пласта, расположенные ниже обрабатываемого интервала, их изолируют с помощью цементных мостов или перекрывают песчаной пробкой. Для предупреждения попадания состава в интервалы пласта, расположенные выше обрабатываемого интервала, могут быть использованы пакеры или цементная заливка существующих перфорационных отверстий.

Тампонажный состав Софит является неселективным материалом, предназначен для технологий РИР, в частности для исправления негерметичности цементного кольца, отключения обводненных пластов или пропластков проницаемостью менее 0,1 мкм<sup>2</sup>, в интервале температур 25 – 95 °С.

Тампонажный состав НеоРИР, разработанный на основе водорастворимой синтетической смолы, предназначен для проведения РИР по отключению обводненных пластов или отдельных интервалов пласта проницаемостью не менее 0,1 мкм<sup>2</sup>, в интервале температур 20 – 90 °С.

5. Увеличение охвата пласта воздействием в процессе вытеснения нефти водой путем блокировки или создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых прослоях, по которым происходит ранний прорыв воды в добывающие скважины, является целью применения гелеобразующих составов на основе полиакриламида (СПС) в условиях всех продуктивных пластов Челнинского поднятия, а также пласта Б-2 в границах Такмаклинского поднятия и Восточного купола Горбуновского поднятия.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Метод СПС представляет собой модификацию сшитых полимерных систем, образующихся в результате взаимодействия водорастворимого полимера с ионами многовалентных металлов. Для получения указанных композиций можно использовать полиакриламид (молекулярная масса - свыше 2 млн., степень гидролиза до 15%), сшивающим агентом должен быть поливалентный катион, например, ион хрома (ацетат хрома), алюминия или железа.

Варьируя концентрации полимера и сшивателя можно получить так называемую «редко-сшитую» систему, обладающую повышенной фильтруемостью, вместе с тем сохраняя необходимые свойства, присущие полимерным гелям, а именно: вязкоупругость. В этом случае, закачка большеобъемных оторочек полимерных композиций наиболее эффективна как для увеличения охвата пласта по разрезу, так и по площади.

Для приготовления рабочих растворов можно использовать как пресную, так и минерализованную воду.

Величина приёмности обрабатываемой скважины должна быть не меньше 150 м<sup>3</sup>/сут при давлении закачки. Если приёмность меньше указанной величины, то до применения данной технологии на скважине проводят мероприятия, направленные на увеличение приёмности.

Физико-химическая сущность применения таких составов заключается в том, что гелеобразный состав, устойчивый к размыву, образуется непосредственно в пласте в результате взаимодействия полиакриламида с ацетатом хрома, а так же с минерализованной водой. В результате происходит выравнивание профиля приёмности нагнетательных скважин, снижение обводнённости продукции действующих скважин и повышение темпов отбора нефти.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический проект разработки Горбуновского нефтяного месторождения, ОАО «Самаранефтегаз», ООО «Самара НИПИнефть», 2021.

### АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

*В.В. Осташев, Р.А. Ахметшин, А.М. Садтаров, О.А. Грибенников*

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия, [vladimir.ostashev@icloud.com](mailto:vladimir.ostashev@icloud.com)*

#### *Аннотация*

В работе был проведен анализ эффективности работы фонда скважин на примере АО «Оренбургнефть». Внимание уделялось фонду скважин, эксплуатирующийся с помощью УЭЦН. Проведен сравнительный анализ оценки эффективности с учетом текущей частоты питающего напряжения и без учета.

Выявлен и рекомендован фонд скважин, на котором возможно проводить оптимизацию работы.

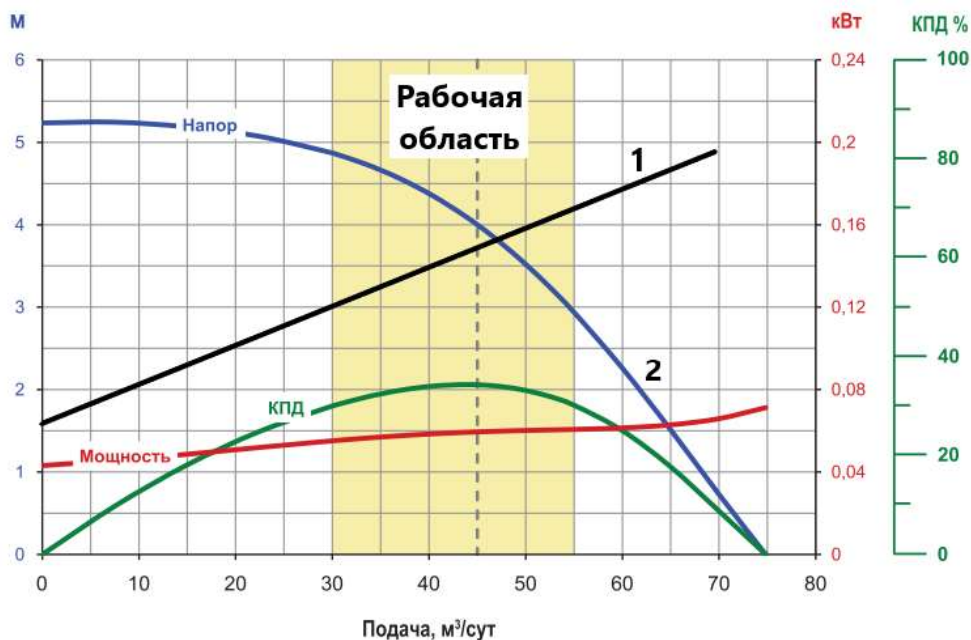
**Ключевые слова:** коэффициент подачи, центробежный насос, УЭЦН, эффективность, частота тока, вязкая жидкость.

Климатическая повестка в мире становится все более актуальной. В настоящее время Российская Федерация вступила в Парижские соглашения и разработала стратегию долгосрочного развития, которая предполагает снижение антропогенного воздействия на планету [1-4]. Нефтедобывающая отрасль занимает значительное место в экономике России и является одним из основных источников выбросов парниковых газов в атмосферу. Одним из способов снижения выбросов парниковых газов является повышение энергоэффективности нефтедобычи (снижение затрат ресурсов на поддержание функционирования нефтедобывающего комплекса) [5-10].

Нефтедобыча характеризуется высоким уровнем энергоемкости - расходы на электроэнергию составляют от 30 до 50 % от общей суммы затрат. Внешние и внутренние условия диктуют непрерывный рост тарифов на электроэнергию [7]. Таким образом, значение исследований, направленных на решение задачи оптимизации технологии нефтедобычи, возрастает.

В Российской Федерации добыча нефти в подавляющем большинстве случаев основана на механизированном подъеме продукции на поверхность. В этом случае основополагающим становится выбор насосного оборудования при добыче нефти, который обусловлен проектным дебитом добывающей скважины при соответствующей депрессии. Для повышения эффективности работы механизированного фонда и поддержания высокого значения КПД насосного оборудования производительность скважины должна быть в пределах рабочей зоны ЭЦН. Однако условия эксплуатации добывающих скважин значительно изменяются в течение своего жизненного цикла, при этом фактическая производительность, с которой работает насос, может не соответствовать его рабочей зоне и эффективность эксплуатации оборудования значительно снижается. Поэтому необходимо проводить постоянный мониторинг работы фонда скважин и своевременную корректировку технологических режимов. Такие технологические операции называются оптимизацией работы фонда скважин.

Для решения данного вопроса необходимо рассматривать систему «Пласт-Насос». Система работает в оптимальном режиме только при условии, что подача насоса совпадает с притоком жидкости из пласта, причем подача насоса обязательно должна находиться в оптимальной области работы. Графическое представление показано на рисунке 1 [12, 13].



**Рисунок 1** – Напорная характеристика насоса ЭЦНМ5-45 [14] и пласта  
1 – напорная характеристика пласта; 2 – напорная характеристика насоса.

Для первичного мониторинга работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, на производстве рассчитывается коэффициент подачи. Скважина работает оптимально, если коэффициент подачи находится в диапазоне от 0,75 до 1,25. Коэффициент подачи определяется по формуле:

$$k_{\text{подачи}} = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{ном}}} \quad (1)$$

где  $Q_{\text{факт}}$  – фактический дебит скважины, м³/сут;  $Q_{\text{ном}}$  – номинальная производительность насоса, м³/сут.

На коэффициент подачи влияют различные факторы, такие как: вязкость перекачиваемой жидкости и текущая частота питающего напряжения, при которой работает насосное оборудование.

П.Д. Ляпков провёл фундаментальные обобщающие исследования и разработал на их основе эмпирическую методику, позволяющую учитывать влияние вязкости жидкости на характеристику ЭЦН с достаточной для практики точностью. Основные положения этой методики изложены в [9].

Согласно фундаментальным исследованиям П.Д. Ляпкина подача насоса на вязкой жидкости определяется по формуле:

$$Q_v = K_{Qv} Q_b \quad (2)$$

где  $Q_v$ , – подача, потребляемая насосом мощность на вязкой жидкости;  
 $Q_b$  – подача на соответственном режиме водяной характеристики;  
 $\rho$  – плотность вязкой жидкости;  
 $g$  – ускорение свободного падения.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вначале определяют значение модифицированного числа Рейнольдса центробежного насоса:

$$Re_{ц} = \frac{\rho(\omega Q_{в}^2)^{1/3}}{\mu} \quad (3)$$

где  $Q_{в}$  – подача насоса в м<sup>3</sup>/с при работе на воде;

$\omega$  – угловая частота вращения вала насоса, 1/с;

$n$  – частота вращения вала насоса, об/мин;

$\mu$  – средняя динамическая вязкость среды в насосе, Па·с;

$\rho$  – средняя плотность среды в насосе, кг/м<sup>3</sup>.

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \quad (4)$$

$$n = \frac{60 f}{p} \quad (5)$$

где  $f$  – частота питающего напряжения, Гц.

$p$  – число пар, +/-=1

При работе электроцентробежного насоса на водонефтяной смеси, вязкость жидкости необходимо учитывать, как вязкость эмульсии, поскольку вязкость эмульсии может значительно превышать вязкость воды и нефти.

При расчётах определяют эффективную динамическую вязкость эмульсии в проточных органах ЭЦН для потоков типа «нефть в воде» по формуле:

$$\mu_{э} = \mu_{в} 10^{3,2(1-\beta_{в})} \quad (6)$$

а для потоков типа «вода в нефти» по формуле:

$$\mu_{э} = \mu_{н} \frac{1 + 2,9\beta_{в}}{1 - \beta_{в}} \quad (7)$$

где  $\mu_{в}$ ,  $\mu_{н}$  – значения динамической вязкости воды и нефти соответственно;

$\beta_{в}$  – объёмная обводненность эмульсии, доли ед.

Для упрощения определения типа эмульсии существует возможность воспользоваться рекомендациями представленными (табл. 1).

**Таблица 1** – Зависимость вида эмульсии от обводненности продукции и скорости восходящего потока

$\beta_{в} \leq 0,5$		$\beta_{в} > 0,5$
$\omega_{см} \leq \omega_{кр1}$	$\omega_{см} > \omega_{кр1}$	н/в
н/в	в/н	

После этого находят величину поправочного коэффициента подачи на вязкой жидкости по формуле:

$$K_{Qv} = \frac{Re_{ц}}{363 + Re_{ц}} \quad (8)$$

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Далее рассчитывают номинальную подачу насоса  $Q_v(\text{м}^3/\text{сут})$  на вязкой жидкости.

$$Q_v = K_{Qv} Q_{\text{ном}} \quad (9)$$

Коэффициент подачи с учетом вязкости перекачиваемой насосом среды определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{подачи}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{(K_{Qv} * Q_{\text{ном}})} \quad (10)$$

Помимо вязкости жидкости, значительное влияние на рабочую область работы насосного оборудования оказывает текущая частота питающего напряжения. Стандартная частота питающего напряжения составляет 50 Гц. При наличии в компоновке скважины частотного преобразователя существует возможность изменения частоты питающего напряжения. При увеличении значения частоты тока границы рабочей области и оптимальная подача электроцентробежного насоса смещается вправо (происходит увеличение), при снижении частоты тока – границы работы и оптимальная подача смещаются влево (происходит снижение), как представлено на рисунке 2.

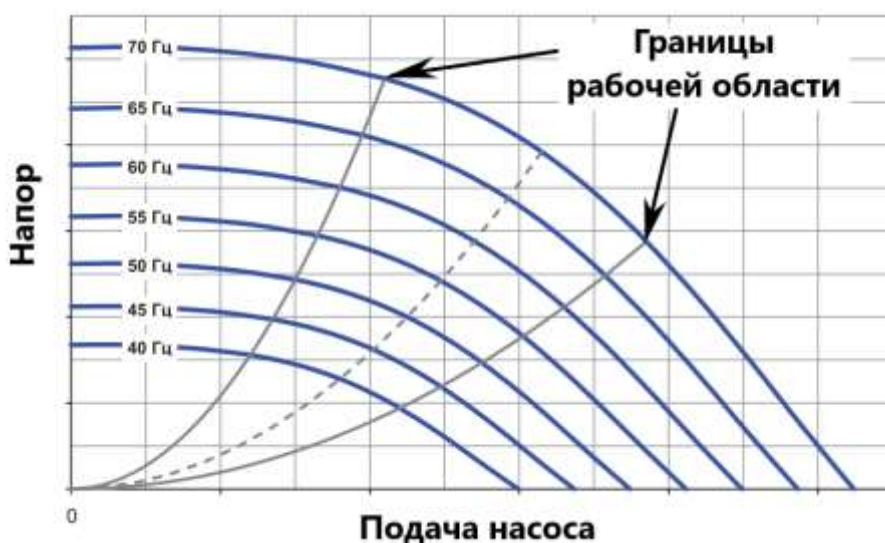


Рисунок 2 – Влияние частоты питающего напряжения на рабочую область работы ЭЦН

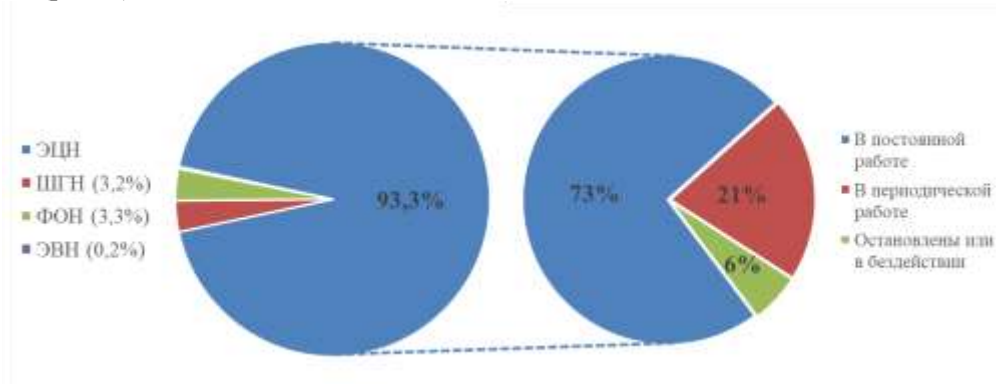
Подача электроцентробежного насоса от частоты питающего напряжения находится в следующей зависимости:

$$\frac{Q}{Q_T} = \frac{\omega}{\omega_T} \quad (11)$$

Согласно изложенной теории был проанализирован фонд скважин на примере месторождений АО «Оренбургнефть». Фонд скважин составляет 1873 ед. В

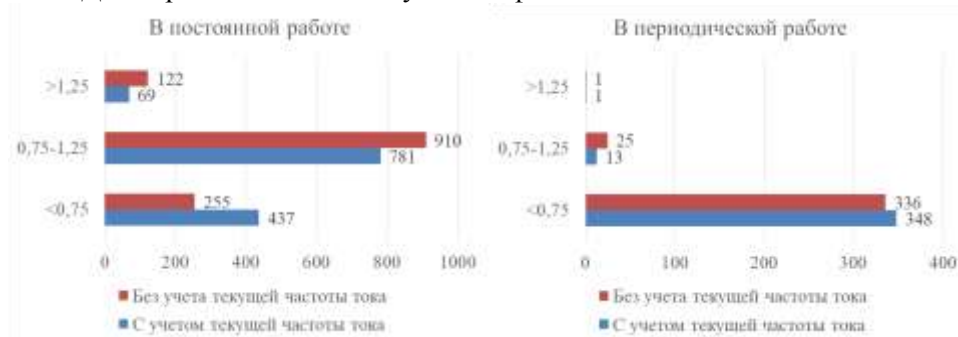
## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

настоящее время основным способом подъема жидкости на поверхность является оснащение скважин электроцентробежными насосами (93% от всего фонда скважин), которые эксплуатируются в постоянном, периодическом режиме или остановлены и находятся в бездействии. Согласно технологическому режиму АО «Оренбургнефть» [15] в постоянной работе находятся 1287 скважин, в периодической – 362 скважин и остановлено или в бездействии на дату анализа – 99 скважин (рис. 3).



**Рисунок 3** - Структура фонда скважин

В результате применения описанной выше теории был проанализирован фонд скважин, оборудованный УЭЦН и работающий либо в постоянном, либо в периодическом режимах. Результаты расчета представлены на рисунке 4. Сравнительный анализ показал, что результаты распределения по коэффициенту подачи с учетом и без учета частоты питающего напряжения значительно расходятся. Например, разница между оптимально работающим фондом скважин при постоянном режиме составляет 129 единиц и соответственно скважин, по которым возможно проводить оптимизацию значительно выше в случае учета частоты питающего напряжения. Поэтому рекомендуется внедрение оптимизационных мероприятий для случая с учетом текущей частоты питающего напряжения. Для постоянно действующего фонда оптимизация потребуется на 506 скважинах. Для периодически действующего фонда скважин – на 349 скважинах.



**Рисунок 4** – Распределение коэффициента подачи



## Выводы

Рабочая область электроцентробежных насосов в значительной степени зависит от вязкости и текущей частоты питающего напряжения. Для оценки эффективности работы фонда скважин необходимо учитывать не только вязкость добываемого флюида, но и текущую частоту тока, при которой работает насосное оборудование.

В АО «Оренбургнефть» рекомендуется проводить мероприятия по оптимизации на 855 скважинах, работающих в постоянном и периодическом режимах.

В качестве мероприятий по оптимизации возможно использование частотных преобразователей, штурцирования и смены насосного оборудования на более подходящее.

## Список литературы

1. Федеральный закон от 04.11.1994г. № 34-ФЗ «О ратификации рамочной Конвенции ООН об изменении климата».
2. Федеральный закон от 04.11.2004г. №128-ФЗ «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата»
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.09.2019г. №1228 «О принятии Парижского соглашения»
4. Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021г. №3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года»
5. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. - М.: Наука, 1976. - 279 с.
6. Ведерников В.А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок: Автореф. дис... д-ра техн. наук. - Тюмень, 2006. - 32 с.
7. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения: Автореф. дис... канд. техн. наук. — Уфа, 2005. - 20 с.
8. Зюзев А.М. Развитие теории и обобщение опыта разработки автоматизированных электроприводов агрегатов нефтегазового комплекса: Дис... д-ра техн. наук: 05.09.03. - Екатеринбург, 2004. - 347 с.
9. Смородов Е.А. Методы повышения надежности и эффективности технологического и энергетического оборудования добычи и транспорта нефти и газа: Дис... д-ра техн. наук: 05.02.13, 05.26.03. — Уфа, 2004. -317 с.
10. Фролов С.В. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем разработки и внедрения методики подбора и оптимизации работы оборудования: Дис... канд. техн. наук: 05.02.13. - М., 2005. - 139 с.
11. Гинзбург М. История одного изобретения / М. Гинзбург, В. Павленко, Р. Камалетдинов // Нефтегазовая Вертикаль. — 2006. - № 12. - С. 88-89.

12. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
13. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
14. Нефтедобывающее оборудование. – Москва, ООО «ПК «Борец», 2018. – 344 с.
15. Технологический режим работы нефтяного добывающего фонда скважин АО «Оренбургнефть», 2022 год.

УДК 665.1.09

## РАЗРАБОТКА ТЕРМОПЕНОКИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*А.В. Маслов<sup>1</sup>, П.В. Склюев<sup>1,2</sup>*

*<sup>1</sup>Самарский государственный технический университет, г. Самара,  
Российская Федерация*

*<sup>2</sup>Самарский научно-исследовательский и проектный институт  
нефтедобычи ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара, Российская Федерация  
[p.v.sklyuev@gmail.com](mailto:p.v.sklyuev@gmail.com)*

### Аннотация

В настоящей работе приводятся результаты по приготовлению и испытанию термопенокислотных составов (ТПКС). Назначение пенокислотной обработки призабойных зон скважин – увеличение охвата воздействием и отклонение закачиваемого кислотного состава к малопроницаемым интервалам. В качестве пенообразователей и стабилизаторов пен были рассмотрены неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) – нонилфенолы с различной степенью оксиэтилирования, а также анионный ПАВ (АПАВ) Каскад-2. Показано, что добавление водорастворимых НПАВ способствует образованию пены, маслорастворимых – стабилизации пены. Также в качестве стабилизаторов пены были рассмотрены полиакриламид и загеливающий состав Сурфогель марки А.

**Ключевые слова:** термопенокислотные составы (ТПКС), пенообразователи, стабилизаторы пен, поверхностно-активные вещества

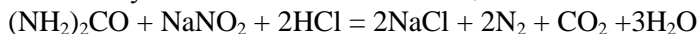
Кислотные обработки являются одним из наиболее часто применяемых методов восстановления и улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) [1]. Одним из основных недостатков кислотного воздействия является поступление кислоты в высокопроницаемые промытые интервалы и, как следствие, высокая скорость нейтрализации кислоты [2]. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатами достигается снижением активности иона гидроксония за счёт добавки соразтворителей [3],

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

однако нагнетание таких жидкостей не приводит к перераспределению потоков и отклонению кислоты [1].

Одним из способов повышения эффективности кислотного воздействия являются пенокислотные обработки (ПКО). Такие обработки позволяют производить углубленную обработку пласта кислотой и расширить профиль проницаемости во время нагнетания кислотного состава (КС) в пласт. Более высокая эффективность ПКО по сравнению с обычной кислотной обработкой обусловлена также тем, что ПАВ, входящие в состав кислотной пены, являются диспергаторами, предотвращающими уплотнение продуктов реакции в ПЗП. Присутствие газовой фазы улучшает вынос продуктов реакции и, следовательно, приводит к очищению ПЗП, чему также способствует флотация [4]. Разновидностью ПКО является термопенокислотные обработки, которые позволяют за счет одновременного воздействия на призабойную зону теплом, пеной и кислотой увеличить приемистость нагнетательной скважины и приток к добывающим скважинам, включить в разработку ранее неохваченные воздействием непроницаемые зоны.

Термопенокислотные составы, описанные в литературе, содержат в качестве газогенерирующего состава (ГГС) водный раствор нитрита щелочного металла и мочевины (иногда также сульфаминовую кислоту и соль аммония). КС содержит пенообразующие и пеностабилизирующие поверхностно-активные вещества (катионного и амфотерного типов), поставляемые производителями кислотных присадок. В процессе взаимодействия закаченных реагентов реакционная смесь разогревается. В основе получения ТПКС лежит обобщенная химическая реакция:



Генерация тепла и разогрев декольматирующего реагента в ходе обработок кислотами позволяеткратно снизить вязкость нефти, находящейся в порах обрабатываемого интервала скважины, облегчить ее течение и, тем самым, увеличить охват воздействием нефтенасыщенных интервалов[5].

В настоящее время многие публикации посвящены созданию кислотной композиции, позволяющей получить стабильную пену с максимальной долей полезных газов (азот, диоксид углерода) на объем жидкости. Актуальность работы обусловлена необходимостью создания пенных кислотных систем, обладающих высокой кратностью и временем жизни пены, и обеспечивающих высокий охват карбонатных коллекторов кислотным воздействием. Целью настоящей работы является определение эффективности добавки АПАВ, полимера и коммерческого загеливающего агента на пенообразующие и пеностабилизирующие свойства кислотной системы, содержащей НПАВ.

Для решения поставленной задачи были проведены испытания ТПКС различного состава. В качестве пенообразователей были использованы НПАВ – оксиэтилированные нонилфенолы – неололы АФ9-12, АФ9-10, а также АПАВ Каскад-2, представляющий собой раствор алкилбензолсульфонатов в метаноле. В качестве стабилизаторов пены были использованы неололы АФ9-6, АФ9-4 и полиакриламид ПАА марки АН-132 (частично гидролизованный полимер с молекулярной массой порядка  $15 \cdot 10^6$  а.е.м., с улучшенной растворимостью в высокоминерализованных водах), а также загеливатель кислотных систем Сурфогель марки А.

Для проведения испытаний готовили 2 состава: кислотный и соляной (газогенерирующий). КС содержал, % масс.: 3,56 – пенообразователя, 8,10 –

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

стабилизатора пены и 88,34 – раствора соляной кислоты концентрации 23% масс. Газогенерирующий состав содержал, % масс.: 35,40 – мочевины, 21,40 – нитрита натрия  $\text{NaNO}_2$ , 43,20 – воды.

С целью определения пенообразующей способности и стабильности образовавшейся пены в мерный цилиндр объёмом 250 мл помещали 5 г ГГС и к нему добавляли 11,5 г КС, содержащего 2000 ppm ионов железа (III). Таким образом, отношение ГГС к КС составляло 1 : 2,3 по массе, в результате чего кислота была нейтрализована не полностью и конечный состав имел кислую среду. После сливания растворов наблюдалось бурное выделение газа и образование пены. Фиксировалась кратность пены – максимальный объем пены по отношению к исходному объему раствора. Также измерялась температура реакции путем погружения шарика термометра в реакционную смесь. За стабильность пены принято время полувыделения общего объема газогенерирующего и кислотного растворов. Принимать за устойчивость пены время ее разрушения некорректно, т.к. зачастую при стоянии остается лишь структура пены, не содержащая кислого раствора и не обладающая упругостью. Результаты определений приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Результаты испытания кратности и стабильности пены в присутствии смеси оксиэтилированных алкилфенолов и полиакриламида

№	Пенообразователь, % масс.			Стабилизатор, % масс.			HCl (23%), масс. %	T, °C	Кратность пены	Стабильность пены, мин.
	АФ 9-10	АФ 9-12	Каскад-2	АФ 9-6	АФ 9-4	AN-132				
1	–	3,56	–	8,1	–	–	88,34	49	16,4	7,0
2	–	3,56	–	–	8,1	–	88,34	49	9,3	17,0
3	3,56	–	–	8,1	–	–	88,34	53	17,9	6,0
4	3,56	–	–	–	8,1	–	88,34	54	10,4	23,0
5	–	–	0,356	8,1	–	–	91,54	42	8,3	2,5
6	–	–	0,356	–	8,1	–	91,54	46	7,1	14,0
7	–	3,56	0,356	8,1	–	–	87,98	50	19,3	13,5
8	–	3,56	0,356	–	8,1	–	87,98	42	6,4	24,8
9	3,56	–	0,356	8,1	–	–	87,98	51	16,0	12,5
10	3,56	–	0,356	–	8,1	–	87,98	55	6,7	30,0
11	3,56	–	–	4,1	4,1	–	88,23	54	11,9	19,0
12	–	3,56	–	4,1	4,1	–	88,23	44	13,9	21,0
13	–	3,80	–	–	–	0,0065	96,00	52	13,6	10,5
14	3,8	–	–	–	–	0,0065	96,00	53	13,4	11,0
15	3,56	–	–	8,1	–	0,0050	88,29	56	16,6	13,0
16	3,56	–	–	–	8,1	0,0050	88,29	67	6,7	15,5
17	–	3,56	–	8,1	–	0,0050	88,29	55	18,4	14,0
18	–	3,56	–	–	8,1	0,0050	88,29	63	7,5	27,5
19	–	4,00	0,500	8,0	–	–	87,50	43	13,3	5,0

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2. Результаты испытания кратности и стабильности пены в присутствии смеси оксиэтилированных алкилфенолов и Сурфогеля марки А

	Пенообразователь, % масс			Стабилизатор, % масс		HCl (23%), масс. %	T, °C	Кратность пены	Стабильность пены, мин.
	АФ-9-10	АФ-9-12	Каскад-2	Сурфогель м.А	АФ9-6				
1	–	4	–	8	–	88,0	49	13,7	2,0
2	4	–	–	8	–	88,0	44	17,7	3,5
3	–	3	–	8	8	81,0	45	9,4	15,0
4	–	3	0,5	8	–	88,5	47	10,7	7,5
5	–	5	–	5	10	80,0	43	12,3	11,0
6	5	–	0,5	5	10	80,0	45	9,6	12,5

По результатам проведенных испытаний, представленным в таблицах 1 и 2, можно сделать следующие основные выводы:

- неололы АФ9-10 и АФ9-12 проявляют схожую пенообразующую активность, что видно из схожих значений кратности пены. Добавление Каскада-2 к кислотным составам, содержащим неололы, не оказывает существенного влияния на кратность пены, однако увеличивает стабильность пены;

- добавление неололов АФ9-4 и АФ9-6 в кислотный состав приводит к понижению кратности и увеличению времени жизни пены, причем эффект сильнее прослеживается для неолола АФ9-4;

- введение в кислотный состав полиакриламида не оказывает существенного влияния на кратность пены, но способствует увеличению времени существования пены, что может объясняться усилением структурно-механического фактора агрегативной устойчивости пены;

- добавка кислотного загеливающего агента (Сурфогеля) не влияет на кратность пены. При остаточной концентрации соляной кислоты свыше 6% поверхностно-активные вещества, входящие в состав сурфогеля, находятся в неассоциированном состоянии и не оказывают влияния на стабильность пены.

Изученные в данной работе водорастворимые неололы могут применяться в качестве пенообразователей для кислотных растворов, маслорастворимые – в качестве стабилизаторов пен, поскольку оксиэтилированные ПАВ устойчивы в кислых средах, а также инертны по отношению к ионам жесткости. Концентрация анионного ПАВ в растворе ограничивается его растворимостью в сильнокислой среде, поэтому имеет смысл использовать оксиэтилированный АПАВ. Применение ПАА в составе для кислотной обработки приводит только к усложнению состава и увеличению его стоимости без гарантии технологического эффекта, т.к. ПАА разрушается кислотами и в присутствии кальциевых солей образуют нерастворимые осадки [5].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5-ти томах: Т.4. Кислотная обработка скважин. Под ред. Проф. И.Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Антонов С.М., Андреев О.В., Киселев К.В. Влияние гелирующих агентов на реологические и фильтрационные характеристики соляной кислоты / Нефть и газ, 2014. – №2. – 77-82 с.

3. Киселев К.В. Использование взаимных растворителей при кислотных обработках призабойной зоны добывающих скважин / Известия вузов. Нефть и газ, 2003. – №2. – с.43-46
4. Бекетов, С. Б. Технология пенокислотного воздействия на продуктивные отложения с целью интенсификации притока флюидов / Горный информационно-аналитический бюллетень, 2004. – № 6. – с. 56 -59.
5. Патент №2373385 РФ. Способ обработки призабойных зон добывающих скважин / Гусаков В.Н., Семеновых А.Н. (РФ)

## АНАЛИЗ РАБОТЫ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ АО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

*С.С. Чернышев, Д.Б. Мананов, О.А. Грибенников*

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия, [Sergey\\_29\\_92@mail.ru](mailto:Sergey_29_92@mail.ru)*

### **Аннотация:**

В работе рассматривается фонд скважин АО «Оренбургнефть». Анализ его технологического режима показал, что в организации значительное количество скважин является низкодебитными. Основная доля малодебитных скважин эксплуатируется с помощью УЭЦН. Были проанализированы паспортные характеристики УЭЦН и получена аппроксимационная модель расчета КПД в зависимости от подачи насосного оборудования. Был выявлен фонд скважин, по которому необходимо проводить оптимизацию работы с целью повышения эффективности эксплуатации.

### **Ключевые слова:**

УЭЦН, центробежные насосы, механизированная добыча, энергоэффективность, КПД, подача, малодебитные скважины

Энергетическая повестка в последнее время становится все более актуальна. В настоящее время мировое сообщество переживает один из самых сильных энергетических кризисов. Значительную часть энергетического мирового рынка составляют углеводородные ресурсы (нефть и газ), потребление которых постоянно растет. Соответственно существует необходимость повышения добычи углеводородных ресурсов, в том числе и нефти. Однако в Российской Федерации в настоящее время добыча нефти имеет значительные трудности в виду того, что разработка старых, крупных месторождений с высокопроницаемыми коллекторами находится на завершающей стадии. Поэтому все больше вводят в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, на которых высокодебитных скважин ожидать не приходится и большинство скважин попадают в разряде мало- или среднедебитного фонда [1-3]. Увеличение доли малодебитного фонда в нефтедобывающей промышленности влечет за собой дополнительные нагрузки для предприятий, связанные с внедрением технологий по повышению эффективности эксплуатации скважин [4-5]. Вопрос становится все более актуальным в

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

организациях, на балансе которых находятся довольно старые активы месторождений.

Например, АО «Оренбургнефть» имеет значительное количество как старых крупных месторождений, так и новых маленьких месторождений. Общий фонд скважин составляет 1873 скважины. Поскольку предприятие находится в периметре ПАО «НК Роснефть», то придерживается общих внутренних регламентов и руководящих документов. В компании «Роснефть» малодебитным фондом считаются все скважины, которые дают менее  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Таким образом, если все скважины «Оренбургнефть» разбить согласно границе в  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ , то получится, что почти половина фонда скважин является малодебитным (примерно 49%) [6]. Основным способом эксплуатации является механизированный преимущественно с использованием электроцентробежных насосов (рис. 1).



Рисунок 1 – Распределение фонда скважин АО «Оренбургнефть»

Однако использование центробежных насосов в области менее  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$  по дебиту скважин зачастую не является эффективным. Согласно литературным данным [7] у каждой насосной установки есть свои достоинства и недостатки, в том числе и по энергоэффективности (рис. 2).



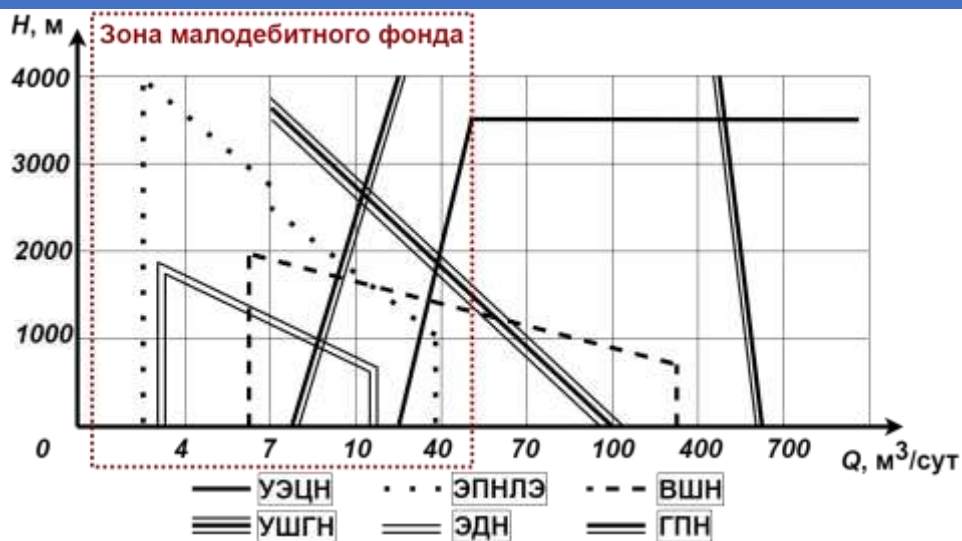
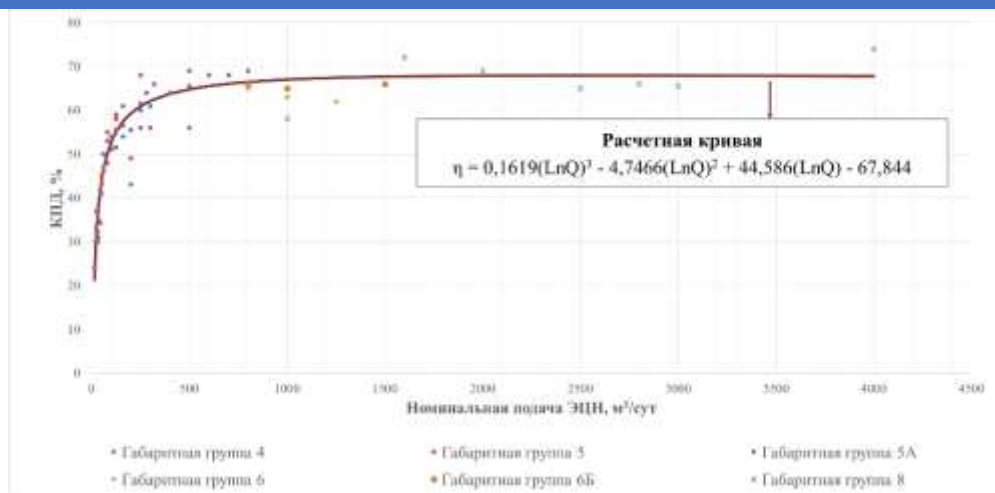


Рисунок 2 – Границы применимости насосных установок с учетом энергоэффективности [7]

С учетом границ применимости насосных установок по энергоэффективности (рис. 2) можно сделать вывод, что для малodeбитного фонда скважин (менее 50 м<sup>3</sup>/сут) самым лучшим вариантом будет оснащение их установками гидropоршневых насосов (ГПН), электродиафрагменных насосов (ЭДН), винтовыми (ВШН) и плунжерными (ШГН) штанговыми глубинными насосами, а также штанговыми насосами с линейным электроприводом (ЭПНЛЭ).

Таким образом, в рассматриваемом фонде скважин возникает вопрос только в установках электроцентробежных насосов. Эффективность использования электрической энергии в центробежных насосах сильно зависит от подачи. По каталогу оборудования компании «Борец» [8] можно сделать вывод о том, что чем больше номинальная подача насосной установки, тем выше КПД работы (рис. 3). Очевидная зависимость от габаритов насоса не прослеживается.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

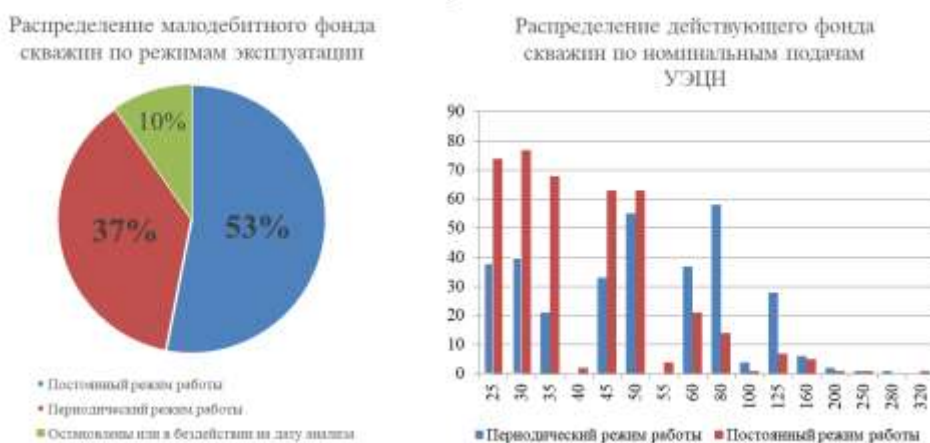


**Рисунок 3** – Зависимость КПД работы насосной установки от номинальной подачи

Также с помощью аппроксимации была получена зависимость КПД от номинальной подачи УЭЦН, по которой существует возможность посчитать КПД насоса с погрешностью в 7%:

$$\eta = 0,1619(\text{Ln}Q)^3 - 4,7466(\text{Ln}Q)^2 + 44,586(\text{Ln}Q) - 67,844 \quad (1)$$

Поскольку малodeбитные скважины, оборудованные УЭЦН, могут эксплуатироваться в постоянном и периодическом режиме, то для выявления первоочередных скважин-кандидатов для замены на более подходящее насосное оборудование необходимо определиться, какими установками оснащен фонд. Распределение малodeбитного фонда скважин, оборудованного УЭЦН, представлено на рисунке 4.



**Рисунок 4** - Распределения малodeбитного фонда скважин

Основная часть фонда эксплуатируется насосами с номинальной подачи менее 50 м³/сут. В данном диапазоне номинальных подач КПД работы не превышает 40%.

Для скважин рекомендуется рассмотреть возможность замены насосного оборудования с ЭЦН на более подходящее, в частности уделить особое внимание периодическому фонду скважин. Для скважин, которые имеют номинальную подачу более 50 м<sup>3</sup>/сут необходимо проводить расчет энергозатрат с целью оценки эффективности и возможности перевода на другие виды насосного оборудования или корректировки периодического режима работы.

### **Выводы**

Вопросы энергоэффективности в добывающих предприятиях ввиду постоянно изменяющихся параметров работы как месторождения, так и скважин, являются актуальными и требуют постоянного контроля.

Наиболее остро вопрос энергоэффективности стоит при добыче нефти из малодобитного фонда скважин. Поскольку самым распространенным оборудованием для добычи является установка ЭЦН, которая в диапазоне малых номинальных подач имеет низкие значения КПД. Аппроксимационная модель зависимости КПД от подачи ЭЦН, полученная по литературным данным, наглядно иллюстрирует данное утверждение, а также позволяет проводить оценку максимального КПД с погрешностью до 7%. Наиболее высокая сходимость находится в диапазоне средних и низких номинальных подач ЭЦН.

На примере АО «Оренбургнефть» был выявлен фонд скважин, по которому необходимо проводить более детальную оценку эффективности работы с целью обоснования рекомендаций либо по замене насосного оборудования на более подходящее, либо изменения режима работы.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Миннуллин Б.М. Повышение производительности насосных установок на малодобитном фонде скважин// Инженерная практика. – 2010. - № 7. – С. 28-36.
2. Рабинович А.И. О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН// Инженерная практика. – 2012. - № 10. – С. 10-11.
3. Макеев А.А., Леонтьев С.А., Щелоков Д.В., Шай Е.Л., Мартынов С.И. Анализ показателей эксплуатации малодобитных скважин установками электроцентробежных насосов// Нефтяное хозяйство. – 2022. - № 4. – С. 66-68.
4. Цивелев К.В. Эксплуатация скважин в режиме периодического кратко временного включения и разработка рекомендаций по оптимизации работы установки электроцентробежного насоса // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 4. – С. 180–183.
5. Коновалов М.В., Вяткин В.В., Мельник Д.Н., Школенко Д.В. Обеспечение стабильной работы электроцентробежного насоса в постоянном режиме в низкодобитных скважинах с помощью станций управления с частотным преобразователем и вентильным электродвигателем// Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 3. – С. 66-70.
6. Технологический режим работы добывающего фонда скважин АО «Оренбургнефть».
7. Энергопотребление и энергоэффективность добычи нефти/ под ред. В.Н. Ивановского: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – 256 с.

УДК 622.276.65

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА  
КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР АССЕЛЬСКОЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ**

*А.В. Яковлев<sup>1</sup>, П.В. Склюев<sup>1,2</sup>*

*<sup>1</sup>Самарский государственный технический университет, г. Самара,  
Российская Федерация*

*<sup>2</sup>Самарский научно-исследовательский и проектный институт  
нефтедобычи ООО "СамараНИПИнефть", г. Самара, Российская Федерация  
[4drew.ya@gmail.com](mailto:4drew.ya@gmail.com)*

**Аннотация**

В работе представлены результаты воздействия бинарных систем на карбонатный коллектор насыпной модели керна Ассельской газонефтяной залежи Оренбургского НГКМ. Бинарная система представляет собой смесь аммиачной селитры и нитрита натрия в различных массовых соотношениях, в качестве инициатора реакции использовался раствор 19% масс. соляной кислоты. Проведены фильтрационные испытания на насыпной модели керна. Результаты исследования показали, что проницаемость нефти после воздействия выбранной бинарной системой увеличилась на 42,13%.

**Ключевые слова:** термогазохимическое воздействие на пласт, бинарные системы, карбонатный коллектор, насыпная модель керна, призабойная зона

При эксплуатации скважин нефтяных месторождений в режиме накопления давления и газлифтной эксплуатации, из-за периодического изменения термодинамических условий, возможно выпадение в поровых каналах призабойной зоны тяжелых компонентов нефти, что приводит к кольматации и снижению дебита скважин [1]. На практике существуют различные методы, применяемые для улучшения или восстановления фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП). Одним из тепловых методов является термогазохимическое воздействие (ТГХВ) на основе азотгенерирующих составов (АГС) [2].

Наиболее изученным является АГС на основе аммиачной селитры ( $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ) и нитрита натрия ( $\text{NaNO}_2$ ) [3]. Данная химическая реакция протекает с выделением теплоты 2241 кДж на 1 кг сухого вещества. Для увеличения эффективности теплового воздействия применяются различные сочетания азотсодержащих веществ органической и неорганической природы с нитритом натрия, щелочью, кислотами. Так, например, система, состоящая из сульфаминовой кислоты  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ , гидроксида натрия и нитрита натрия выделяет 2254 кДж/кг, система, состоящая из сульфаминовой кислоты, нитрита натрия и водного раствора аммиака – 2938 кДж/кг

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

[4]. В данной работе в качестве состава для ТГХВ были испытаны насыщенные растворы нитрита натрия, аммиачной селитры и/или карбамида. В случае использования карбамида в ходе реакции выделяется также углекислый газ, который, растворяясь в воде и в нефти приводит к понижению межфазного натяжения на границе вода-нефть [5].

Для проведения фильтрационных испытаний была использована нефть Ассельской газонефтяной залежи Оренбургского НГКМ. Плотность сырой нефти, отобранной со скважины 529Н, при пластовой температуре ( $32^{\circ}\text{C}$ ) составила  $817 \text{ кг/м}^3$ , динамическая вязкость –  $2,87 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Среднее содержание тяжелых компонентов в нефти составляет, % масс.: парафинов –  $3,38$ , смол –  $6,17$ , асфальтенов –  $0,33$ . Плотность модельной воды при температуре  $32^{\circ}\text{C}$  составила  $1145 \text{ кг/м}^3$ . Состав модельной воды соответствовал данным проекта разработки месторождения.

С целью искусственного ухудшения фильтрационно-ёмкостных свойств насыпной модели керна был подготовлен специальный нефтяной кольматант, полученный путем отгонки легких фракций из сырой нефти. Температурная зависимость вязкости кольматанта была получена при помощи реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Austria) в ротационном режиме. Условия проведения измерения: система «плита-плита» PP50, скорость сдвига  $50 \text{ с}^{-1}$ , температура –  $30\text{-}100^{\circ}\text{C}$ , скорость нагрева –  $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ . Результаты определения вязкости представлены на рисунке 1.

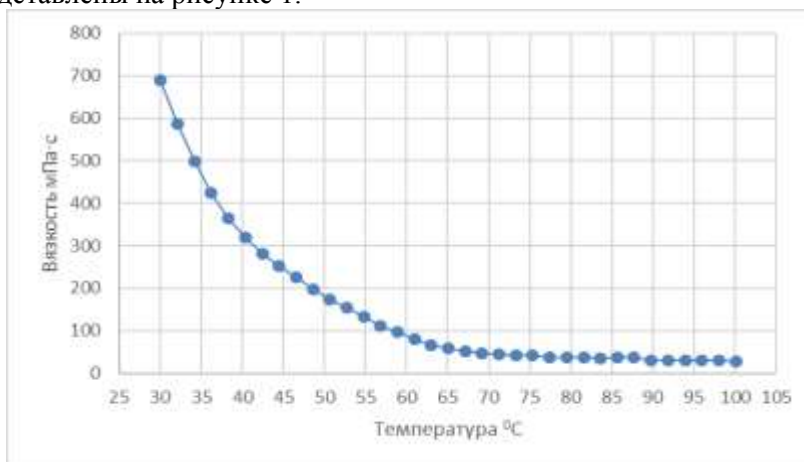


Рисунок 1. Зависимость вязкости кольматанта от температуры

Согласно полученной температурной зависимости, при увеличении температуры выше  $70^{\circ}\text{C}$  вязкость кольматанта существенно не меняется.

Для подбора эффективного разогревающего состава были проведены лабораторные эксперименты с использованием аммиачной селитры, карбамида, нитрита натрия и раствора соляной кислоты 19% масс., содержащего высокотемпературный ингибитор коррозии RKHS-19021001 в дозировке  $2 \text{ л/м}^3$ . После приготовления растворов солей и добавления соляной кислоты определялась максимальная температура реакции. Результаты определений представлены в таблице 1.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1. Соотношение веществ бинарной системы с инициатором реакции

№	Реагент	Массовая доля, % масс.	Соотношение БС : Инициатор	t <sub>max</sub> , °C
1	NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub>	35,7	3:1	96
	NaNO <sub>2</sub>	30,7		
	H <sub>2</sub> O	33,6		
2	NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub>	35,7	2:1	76
	NaNO <sub>2</sub>	30,7		
	H <sub>2</sub> O	33,6		
3	NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub>	34,2	3:1	82
	NaNO <sub>2</sub>	22,2		
	H <sub>2</sub> O	43,6		
4	NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub>	34,2	2:1	62
	NaNO <sub>2</sub>	22,2		
	H <sub>2</sub> O	43,6		
5	(NH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CO	35,7	3:1	38
	NaNO <sub>2</sub>	30,7		
	H <sub>2</sub> O	33,6		
6	(NH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CO	35,7	2:1	36
	NaNO <sub>2</sub>	30,7		
	H <sub>2</sub> O	33,6		
7	(NH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CO	34,2	3:1	47
	NaNO <sub>2</sub>	22,2		
	H <sub>2</sub> O	43,6		
8	(NH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CO	34,2	2:1	42
	NaNO <sub>2</sub>	22,2		
	H <sub>2</sub> O	43,6		

Для проведения дальнейших испытаний был выбран состав №1 из таблицы 1, поскольку температура реакции для данного состава максимальна.

Фильтрационные испытания проводили на установке для исследования проницаемости керна и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР (АО Геологика), уплотнение насыпной модели в кернодержателе осуществляли при помощи вибростенда Retsch AS 200. В качестве модели карбонатного керна была использована смесь следующего состава, % масс.: кальцит – 82,6, доломит – 14,6, гипс – 2,8, что соответствует данным проекта разработки месторождения. Длина модели керна составляла 200 мм, диаметр 20 мм, объем пор составил 30,8 см<sup>3</sup>.

При проведении испытания через модель керна прокачивались жидкости до установления перепада давления в следующей последовательности: минерализованная вода, нефть, кольматант, нефть. В результате испытания получены значения проницаемости: исходная проницаемость по нефти – 77,2 мД, проницаемость по нефти после кольматации – 22,43 мД.

После определения значений проницаемости провели моделирование процесса ТГХВ. Для этого через насыпную модель керна последовательно прокачивали: раствор HCl 19% масс., техническую воду, водный раствор бинарной системы (аммиачной селитры и нитрита натрия, поз.1 в таблице 1), техническую воду, раствор HCl 19% масс. Данная схема подачи активатора химической реакции, технической воды и раствора солей позволяет перенести процесс реакции от ПЗП в

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

поровое пространство, что увеличивает охват воздействием и повышает эффективность процесса.

После технологического простоя провели моделирование фильтрации нефти через насыпную модель, в результате получили значение проницаемости после проведения ТГХВ 31,88 мД. Результаты проведенных фильтрационных испытаний приведены на рисунке 2.

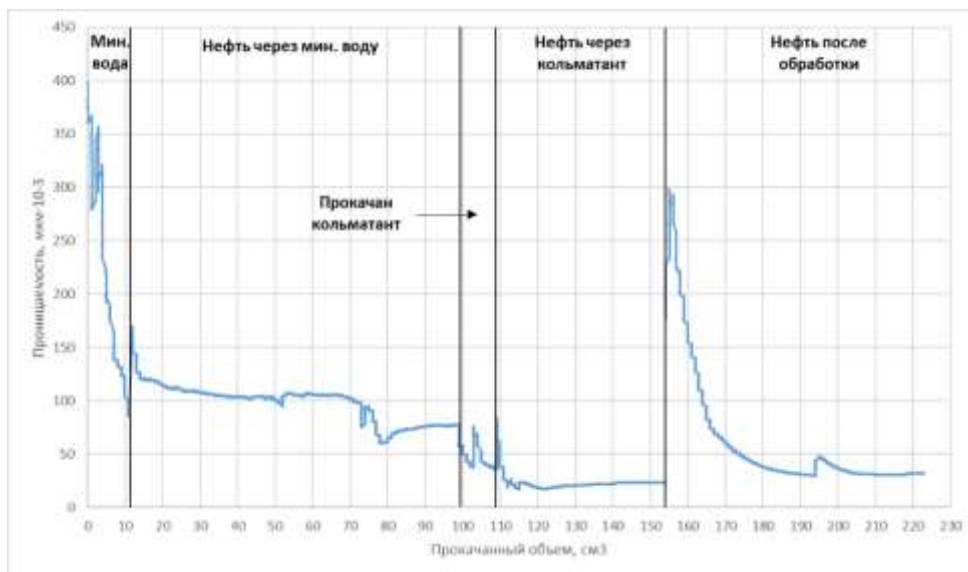


Рисунок 2. Сводный график определения коэффициента проницаемости по нефти

По результатам проведенной работы можно сделать следующие выводы:

- использование карбамида в составах для ТГХВ может улучшить процесс вследствие понижения межфазного натяжения на границе вода-нефть, однако, способствует снижению теплового эффекта реакции;
- использование в качестве инициатора реакции соляной кислоты позволяет провести дополнительную очистку порового пространства ПЗП и улучшить фильтрационно-емкостные свойства ПЗП;
- улучшение проницаемости после воздействия ТГХВ составило 42,13%.

Для дальнейшего исследования эффективности ТГХВ на Ассельской газонефтяной залежи необходимо провести гидродинамическое моделирование процесса ТГХВ.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов.-3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.: ил.
2. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учеб.пособие – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
3. Татосов А. В., Варавва А. И. Модель подачи реагирующей бинарной смеси в пласт / Научно-технический вестник Поволжья, 2017. – № 4. – с. 195-200.



4. Михайлов А.В., Пчела К.В., Кожин В.Н., Горнов Д.А., Манасян А.Э., Амиров А.А., Козлов С.А., Павлов В.А., Угрюмов О.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО "Самаранефтегаз" / Экспозиция Нефть Газ, 2020. – №6(79). – с 56-61.
5. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / Успехи современного естествознания, 2016. – № 3. – с. 205-209;

## АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА К СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

*Д.Э. Сулейманов*

*Самарский государственный технический университе  
Самара, Российская Федерация  
[dima.suleymanov.1987@mail](mailto:dima.suleymanov.1987@mail).*

**Аннотация:** Статья на тему «АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА К СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ» состоит из введения, опыта адаптации технологий ГРП, рекомендаций и основных выводов эффективного проведения ГРП. В статье «Коллекторский потенциал осадочного чехла Ямальской области» наблюдается сложная пространственная картина величин ФЕС, необходим глубокий и массовый анализ характеристик пространства и горизонтов. В заключении статьи сформулирована проблема сложных геологических условий, которые требуют комплексного подхода к проектированию и проведению ГРП. Работа изложена на 5 страницах машинописного текста.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, геометрия трещины разрыва, оптимизация жидкости разрыва.

### Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)- один из методов увеличения темпов отбора нефти и газа, повышения продуктивности скважин. Гидравлический разрыв является механическим методом воздействия на продуктивный горизонт, при котором инициируется и развивается трещина (канал высокой проводимости), причем развитие трещины происходит по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт жидкости разрыва.

В процессе проведения ГРП трещина растет, происходит ее «развитие», возникает связь с системой естественных трещин пласта. Таким образом, область коллектора, дренируемая скважиной, расширяется. В образованные зоны, при помощи жидкости разрыва, транспортируется проппант (зернистый материал

высокой прочности), который предотвращает «схлопывание» трещины после снятия избыточного давления. В результате обработки возрастает дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

Существует множество методик и технологических решений проведения гидроразрыва пласта. Их выбор обуславливается целями обработки, геологическими условиями залегания целевого интервала, особенностями климата, опытом проведения обработок в схожих условиях и т.д.

Большое значение имеет палеозойский карбонатный комплекс, промышленная продуктивность которого доказана на уникальном Новопортовском газонефтяном месторождении. Высокоперспективным объектом разработки, в частности, является Юрский коллектор полуострова Ямал.

Сложность проведения ГРП Юрских коллекторов обусловлена геологическими условиями залегания. Основная проблема заключается в близком расположении водонефтяного и газонефтяного контактов. В таких условиях высок риск прорыва трещины в водоносную зону или в газовую шапку, что приводит к существенному снижению добычи по нефти.

Решив данные проблемы, мы сможем успешно разрабатывать уникальные запасы Юрских коллекторов и пластов со схожими свойствами.

### **ОПЫТ АДАПТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП К СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ.**

Анализ сложностей произвел на примере статьи «Адаптация технологий гидроразрыва к сложным геологическим условиям юрских коллекторов полуострова Ямал», авторы: Асхат Ишангалиев, Алексей Юдин, Алексей Борисенко, Денис Вернигора, Александр Громовенко Шлюмбереже Лоджеко Инк, Александр Корепанов, Олег Олендер Газпромнефть-Ямал, Эльнар Сайфутдинов - Газпромнефть НТЦ.

Основное решение - сдерживание вертикального роста трещины. Для этого был применен комплексный подход:

- оптимизация жидкости разрыва (снижение вязкости, оптимизация химического состава)
- применение устройства безопасного сброса шаров (снижение объема закачиваемой жидкости при ГРП по сравнению со стандартным ГРП)
- внедрение технологии специального закачивания скважины (установка многоцветных муфт ГРП с возможностью без подъема ГНКТ открывать и закрывать порты ГРП. Результат- увеличение скорости выполнения работ и снижение объема закачки жидкости)
- широкий спектр исследований для понимания развития трещины и более точного моделирования ГРП

Таким образом удалось добиться результативного проведения ГРП и повысить эффективность разработки месторождения в целом.

В статье «Коллекторский потенциал осадочного чехла Ямальской области» из раздела «Нефть и газ: Месторождения Ямала» рассмотрены свойства юрских коллекторов полуострова Ямал. Можно сделать основной вывод по статье: в коллекторских горизонтах нижней-средней юры ЯНАО, наблюдается сложная пространственная картина вариаций величин ФЕС, а именно «мозаика» разнопродуктивных и непродуктивных участков, с «мертвой» (неотдающей)

газонасыщенностью плотных высококарбонатизированных пластов и прослоев песчаников и алевролитов. Вместе с тем общую петрофизическую изученность юрских коллекторов нельзя признать удовлетворительной: необходим более глубокий и массовый анализ всех характеристик порового пространства и фильтрационных особенностей песчаников и алевролитов горизонтов Ю2-3, Ю6-7, Ю10 и Ю12 и других горизонтов.

В статье «Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia.», авторы: Алексей Никитин- SPE, Роснефть-Юганснефтегаз; Алексей Юдин- SPE, Шлюмберже; Ильяс Латыпов, Азат Хайдар- SPE и Глеб Борисов- SPE, УфаниПИнефть авторы описывают схожую проблему проведения ГРП со сложными геологическими условиями залегания коллектора. Предложено использовать датчики забойного давления на скважинах, подлежащих обработке, так как показания забойного датчика позволяют судить о росте трещины и полнее представлять ход ее развития в процессе закачки. Так же на скважинах проводились акустический широкополосный каротаж, это позволяет получить такие геомеханические свойства пласта, как коэффициент Пуассона и модуль Юнга. Все это позволяет построить достаточно точную модель ГРП.

В статье «Differential Cased-Hole Shear Anisotropy (DCHSA) Methodology as a Calibration and Evaluation Tool of Hydraulic Fracture Height in Colombian Fields», авторы: Jose Camilo Santamaria and Edgar Velez, Schlumberger; Jorge Bahamon, Esopetrol S.A. также говорится о важности понимания роста трещины в процессе закачки, и на примерах доказывают эффективность акустического широкополосного каротажа.

Согласно статьи «Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении», авторы: Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. авторы для снижения вертикального роста трещины рекомендуют при проведении ГРП на Юрских коллекторах применять растворимое волокно в системе рабочей жидкости ГРП для снижения ее вязкости с одновременным сохранением транспортных свойств.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом основными проблемами при проведении гидроразрыва в условиях юрских коллекторов полуострова Ямал являются сложные геологические условия. В частности, близость газонефтяного и водонефтяного контактов, что приводит к серьезным ограничениям по объемам закачки и требует применение комплексного подхода к проектированию и проведению ГРП.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Статья «Коллекторский потенциал осадочного чехла Ямальской области» - 07.2017 - <http://www.geologam.ru/oil/yamal/kollektorskiy-potencial-osadochnogo-chehla-yamalskoy-oblasti>
2. Доклад «Адаптация технологий гидроразрыва к сложным геологическим условиям юрских коллекторов полуострова Ямал» / Асхат Ишангалиев, Алексей Юдин, Алексей Борисенко, Денис Вернигора, Александр Громовенко - Шлюмберже Лоджеко Инк; Александр Корепанов, Олег Олендер- Газпромнефть-

- Ямал; Эльнар Сайфутдинов- Газпромнефть НТЦ - SPE-187914Number-RU – 10.2017.
3. Васильев В.А., Верисокин А.Е., Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах. - Вестник ПНИПУ – 2013.
  4. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири / А.В. Бровчук, И.Р. Дияшев, А.В. Липлянин, Д. Грант, Д. Усольцев, К.К. Бутула // Technical Conference and Exhibition held: тр. междунар. конф., Москва, 3–6 октября 2006. – М., 2006.
  5. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia / A. Nikitin, A. Yudin, I. Latypov, A. Haidar, G. Borisov // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 4–6 August 2009, Jakarta, Indonesia. SPE 121888-MS. – Jakarta, 2009.
  6. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. «Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении» // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584;
  7. Статья «Differential Cased-Hole Shear Anisotropy(DCHSA) Methodology as a Calibration and evaluation Tool of Hydraulic Fracture Height in Colombian Fields», авторы: Jose Camilo Santamaria and Edgar Velez, Schlumberger; Jorge Bahamon, Escopetrol S.A., SPE 2014

## ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Д-1' КУДИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

*А.В. Благодаров, А.М. Зиновьев*

*Самарский государственный технический университет, Самара, Россия*

*В данной работе описано проведение гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах с оценкой риска прорыва трещин в другой пласт и их переориентации.*

*Задачей являлось оценка эффективности проведения гидроразрыва пласта на пласте Д-1' Кудиновского месторождения, нахождение благоприятных факторов, оценка возможных рисков и технологий для предотвращения прорыва трещины в водоносную часть пласта, а также подтягивания нижней воды.*

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта(ГРП), Гидродинамическая связь скважин, геометрия трещины ГРП, Мини-ГРП.

Кудиновское нефтяное месторождение находится на территории Поволжского административного района Самарской области. Залежи нефти в пластах девона и карбона на Кудиновском куполе были изучены с 1979 г. по 1986 г., в 2015 году найдены залежи нефти турнейского яруса. Фонд скважин пересекает Екатерининский грабенообразный прогиб, который в длину простирается на более чем 200 км. В следствии разломно-тектонического характера прогиба произошло развитие на углах разрывных нарушений в основании и терригенной толще девона. Бортики прогиба имеют локальные выступы фундамента, они же соответствуют структурам внешнего слоя в осадочной толще, которые группируются по простираению в связанные зоны девонских валов [1].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пласт Д-Г' частично размыт на западном и северном крае Кудиновского купола. Промежуток зоны размыва заполнены глинистыми отложениями тиманского возраста. К ним примыкают участки продуктивного пласта, возможно, имеющие сочетание поровой ёмкости с разветвлённой системой трещин.

Дизъюнктивная тектоника и трещиноватость активно участвуют в процессе формирования емкостной и гидродинамической системы песчаной пашийского горизонта [2]. Тренды напряжённого состояния горных пород связывают с их простираем в направлении базового разлома. Известен факт, что распределение тектонических напряжений является основным фактором для того чтобы определить конфигурацию трещины в результате гидроразрыва пластов (ГРП).

В 2016 г. на пласт Д-Г' работали 20 скважин добывающего фонда и 7 скважин нагнетательного фонда. В период с 2014 по 2016 гг. гидроразрыв был успешно проведен в трёх добывающих скважинах (№№ 821, 827, 70). По итогам суммарной эффективности данного мероприятия составила 11,6 тыс.т дополнительно добытой нефти. Для более объективной оценки можно сказать, что необходимо рассчитывать технологический эффект от гидроразрыва не по отдельной скважине, а по участку в целом, то есть с учётом данных работы других скважин. Учитывая, что гидродинамическая взаимосвязь между зонами отбора имеет достаточно хорошую гидродинамику, возможно наблюдать понижение дебитов в располагающихся рядом высокопродуктивных скважинах из-за перераспределения фильтрационных потоков.

На рисунке 1 показано влияние ГРП пласта Д-Г', проведённого в скважинах №№ 821, 70 и 827 с целью увеличения отборов нефти, на работу соседних скважин этого же пласта. После ГРП все три скважины стали работать с достаточно высокими дебитами, превосходящими дебиты располагающихся рядом скважин – №№ 60 и 729. Но в течение следующих (после ГРП) месяцев оказалось, что ближняя скважина № 729 стремительно понизила свой дебит, а затем перешла в группу низкодебитных. У скважины № 60 дебит изменился незначительно. Опыт проведения ГРП показывает что необходимо учитывать большое количество факторов при расчете операций по интенсификации работы скважин, а именно, предварительной оценки степени их взаимодействия.

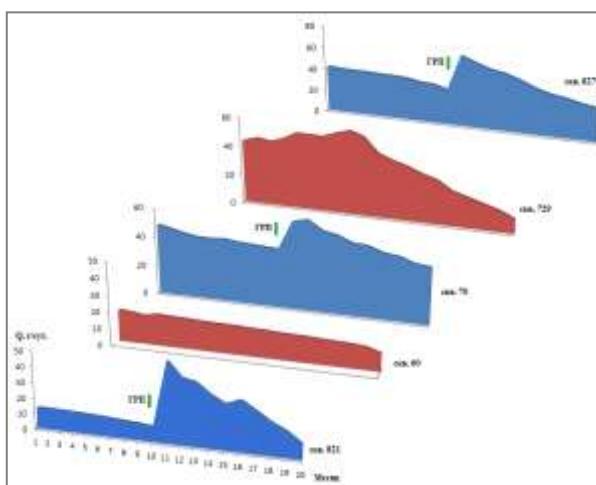


Рис. 1. Влияние ГРП на работу соседних скважин

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Согласно данным из отчета о ГРП скважины № 827, видно что в скважине перфорирован целевой интервал 3076-3087 м, плотность перфорации 25 отв/м. Начальное пластовое давление 27,7 МПа, значения естественных напряжений и градиентов ГРП в целевом пласте и в перекрывающих породах по геомеханике модели существенно отличаются: 38 МПа и 41 МПа, а также 12,8 кПа/м и 14 кПа/м.

По информации, полученной при производстве мини гидроразрыва, давление начала образования трещины составило 61 МПа. При закачке на оценочном тесте 3,2 м<sup>3</sup>/мин давление смыкания трещины примерно равно 37 МПа, эффективное давление высокое - 6,6 МПа, эффект жидкости 18%, суммарные потери на трение 15,3 МПа. В момент остановки закачки отмечался гидроудар как следствие начала связи с коллектором.

Во время тестирования при постепенных подачах от 0,5 до 3,2 м<sup>3</sup>/мин определились первые признаки роста трещины по вертикали. Исходя из этого были внесены в план интерператации изменения, а именно, снижен объём проппанта до 20 т вместо 44,5 т.

На рисунке 2 показан график главного гидроразрыва, который проводился по технологии экранирования на конце с временным изменением концентрации проппанта по стадиям от 90 кг/м<sup>3</sup> до 780 кг/м<sup>3</sup> при среднем давлении операции 33 МПа.

По факту созданная трещина имеет закреплённую полудлину 40 м, ширину 5,4 мм, высоту 26,9 м. Коэффициент проводимости трещины 348,9 мД·м, безразмерная проводимость 0,8716. Эффект от гидроразрыва составил 3165 тыс.т дополнительно добытой нефти, однако через 8 месяцев дополнительная добыча прекратилась.

Исходя из опыта разработки пластов девона, можно сказать, что тектонические процессы в терригенных отложениях девона сильно повышают значение стрессов и, как следствие, значения давления разрыва при ГРП [3].

Увеличение дебитов, а затем снижение у скважин после гидроразрыва может говорить о частичном смыканием естественных трещин, которые в месте разломно-блоковой тектоники относятся к плоскостям смещения пород и работают как проводники углеводородов. Плотность трещин растёт в сторону тектонического смещения, которое как правильно является литозкраном, препятствующим латеральной миграции углеводородов.





Рис. 2. График проведенного ГРП в скважине № 827

Рядом с плоскостью экрана могут находиться с большинством своим вертикальные трещины, чаще всего заполненные раздробленной породой и иметь сверхпроводимость. На многообъектных месторождениях Западной Сибири данные трещины делают негерметичным осадочный чехол и в основном служат каналами вертикального перемещения углеводородов. Как итог, между продуктивными пластами (в нашем случае Девон) может возникать связь, приводящая к созданию локальных ловушек для остаточных запасов углеводородов. Ортогонально от нарушения количество трещин с вертикальным положением уменьшается, и вероятность большого скопления экранлируемых запасов уменьшается.

Исходя из описания геологического разреза, можно сказать о том, что благоприятным фактором для проведения гидравлического разрыва в скважинах, добывающих с пласта Д1', является эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного интервала, превышающая 3 метра.

Вместе с тем из заключений можно сказать, что:

- 1) в подошве терригенного пласта Д1' залегают водоносные горизонты, плотных перемычек между ними и нефтенасыщенной частью пласта нет;
- 2) так же отсутствуют четкие границы между пропластками нефте- и водонасыщенных песчаников.

Следовательно, существует геологический фактор риска при проведении ГРП. Из-за возможности прорыва трещины в водоносную часть пласта, а также подтягивания нижней воды после запуска скважины в работу операция может оказаться неэффективной.

С этим неблагоприятным фактором хорошо справляется технология ограничения высоты трещины, которая заключается в закачке на мини-фраке смешанной фракции проппанта, подаваемой на линейном геле. Эффект данной технологии обеспечивается за счет экранирования высокопроводимых каналов, объединяющих объект ГРП с лежащими ниже водоносными пластами, и увеличения



радиуса дренирования. Преимуществом данного процесса является и то, что добыча нефти растет при одновременном снижении обводненности продукции [3].

Эффективность гидроразрыва пласта Д-Г' Кудиновского месторождения обусловлена значительными остаточными извлекаемыми запасами нефти в объеме дренирования скважин, а также хорошим пластовым давлением, который с 1985 г. активно поддерживается системой внутриконтурного очагового заводнения. Прогноз изменения добычи с использованием интегральных характеристик вытеснения говорит о необходимости увеличения величины запасов нефти. Есть вероятность, что получение хороших конечных показателей разработки связано со спецификой пересечения литологических экранов и трещин разной направленности, развитием коллекторов порово-трещинного типа с большой проводимостью, проницаемостью, нефтенасыщенностью и плотностью запасов нефти. В данных зонах достигается самая большая реализация потенциала запасов, и гидроразрыв пласта, особенно в сочетании с классическими депрессиями, наиболее эффективен.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шашель А.Г., Шиповский А.П., Александров А.А., Даниелян Б.З., Хлуднев В.Ф. Методы выявления и трассирования разрывных нарушений в Самарском Поволжье // Геология нефти и газа. – 1998. - № 12. – С. 18-25.
2. Булгаков С.А. Исследование пластов пашийского горизонта вероятностно-статистическим экспресс-методом // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 2, 2011.– С. 222-231. - [http://ogbus.ru/authors/Bulgakov/Bulgakov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Bulgakov/Bulgakov_1.pdf)
3. Гиляев Г.Г., Манасян А.Э., Летичевский А.Е., Парфёнов А.Н., Хамитов И.Г., Гиляев Г.Г. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской обл. // Нефтяное хозяйство. – 2014. - № 11. – С. 65-69.

УДК 622.276

#### ИССЛЕДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В МОДЕЛЬНЫХ ЖИДКОСТЯХ

*А.М. Зиновьев, А.С. Паутова*

*[lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru); [pautova.anna1985@mail.ru](mailto:pautova.anna1985@mail.ru)*

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия*

*Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции. Представлена сборка экспериментальной установки и исследование ультразвуковых измерений.*

***Ключевые слова:** КВЧ, ультразвуковой метод, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.*

STUDY OF ULTRASONIC MEASUREMENTS FOR DETERMINATION OF  
MECHANICAL IMPURITIES IN MODEL LIQUIDS

A.M. Zinoviev e-mail: lekso1988@yandex.ru, A.S. Pautova e-mail: pautova.anna1985@mail.ru

Samara State Technical University  
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The reasons for the origin of mechanical impurities, methods for determining impurities in well production are considered. The assembly of the experimental setup and the study of ultrasonic measurements are presented.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle, signal attenuation

В настоящее время механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти [1].

Происхождение механических частиц в скважинной продукции весьма разнообразно. Большая их часть – продукты разрушения горных пород, проппант, кристаллы солей, парафин, твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в технологических жидкостях, которые выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин.

Механические примеси оказывают пагубное воздействие, а именно приводят к абразивному износу и выходу из строя глубинного насосного оборудования, к отложению солей на рабочие органы насоса, к увеличению эксплуатационных затрат.

Был проведен аналитический обзор существующих методов, в ходе которого было выявлено, что все методы в той или иной степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в жидкостях либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности.

Таким образом, разработка нового ультразвукового метода является актуальной задачей, так как он позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержание количества взвешенных частиц в жидкостях.

Основным этапом для проведения ультразвуковых исследований является сбор экспериментальной установки для разработки экспресс-метода, который позволит сократить время замера КВЧ в модельных жидкостях.

Проведено исследование модельной жидкости глушения (ЖГ), в составе которой присутствует кварцевый песок. Наиболее часто в качестве ЖГ применяют пресную или подтоварную воду. При необходимости увеличения плотности применяют водные растворы минеральных солей. Применением разных солей достигается плотность до  $1800 \text{ кг/м}^3$ . ЖГ, наиболее часто используются для глушения скважин на нефтяных месторождениях

Был осуществлен сбор экспериментальной установки, общий вид схемы представлен на рис. 1.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

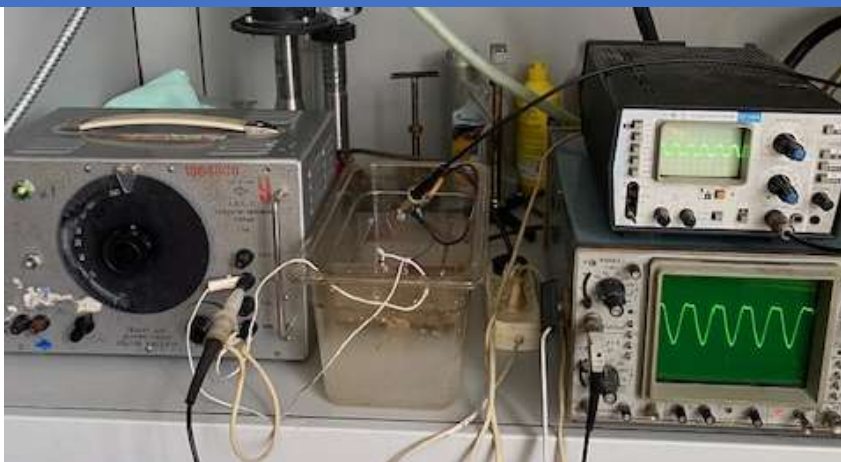


Рис. 1 Экспериментальная установка для определения твердых частиц в модельной жидкости глушения

В состав экспериментальной установки вошли пьезоэлементы, емкость для исследуемой жидкости, генератор ультразвукового сигнала, осциллографы входного и выходного сигналов.

Напряжение на излучатель подается от генератора ультразвуковых сигналов. К излучателю пьезоэлектрических колебаний параллельно подключается осциллограф для проверки амплитуды выходного сигнала.

Приемник пьезоэлектрических колебаний подключается к другому осциллографу для определения амплитуды сигнала. Далее проводятся измерения амплитуды сигнала в модельной жидкости с помощью осциллографа.

Было исследовано несколько модельных жидкостей глушения с разным содержанием кварцевого песка 0,10,15,20,30,50,70,100 мг/л с размером фракций от 0,1 до 0,3 мм, в результате можно сделать вывод, чем больше содержания примесей в составе модельной жидкости глушения, тем сильнее затухает ультразвуковой сигнал.

Полученные результаты представлены в таб. 1.

Таб.1. Основные параметры жидкости глушения полученные в ходе эксперимента

№ опыта	Концентрация взвешенных частиц, мг/л	$U_{m\text{ вх}}$ - амплитуда входного сигнала, Вольт	$U_{m\text{ вых}}$ - амплитуда выходного сигнала, мВольт
1	0	20	26
2	10	20	25
3	15	20	24
4	20	20	22
5	30	20	21
6	50	20	20
7	70	20	18
8	100	20	17

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рис.2 представлена зависимость затухания амплитуды выходного сигнала в модельной жидкости глушения.

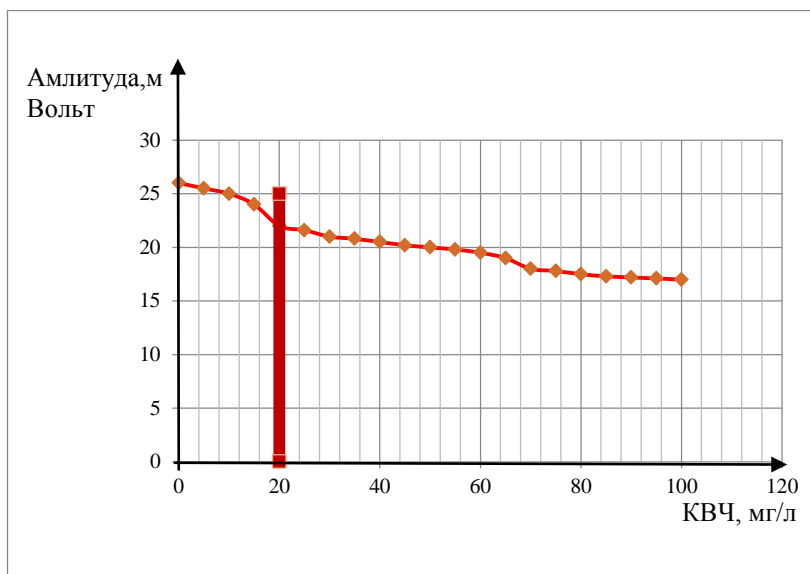


Рис. 2. Диаграмма затухания амплитуды выходного сигнала от концентрации взвешенных частиц

Особое внимание в ходе эксперимента было уделено жидкости глушения с КВЧ 20 мг/л, согласно методике приготовления жидкости глушения [2].

При концентрации КВЧ 20 мг/л амплитуда входного сигнала равна 20В, а выходного сигнала - 22мВ, что указывает на явное затухание амплитуды сигнала. Из этого следует, что при повышении концентрации и отклонении амплитуды выходного сигнала, данная жидкость глушения просто не подходит для дальнейшего применения и не пройдет входной контроль.

Проведенные эксперименты позволили разработать новый ультразвуковой экспресс-метод определения механических примесей в составе скважинной продукции.

Данные исследования являются научным заделом на усовершенствование установки, позволяющей провести эксперименты с водонефтяной эмульсией в режиме движения ее по замерному участку трубы [3].

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С. Бойко Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. пособие / Москва «Недра», 1990г. – 214 с.
2. Методические указания компании ОАО «Роснефть» «Приготовление и применение жидкости глушения»/ Москва, 2018г. – 91с.

3. Ланге П.К., Бабицкая К.И., Паутова А.С. «Определение количества и размеров твердых частиц в потоке нефти на базе ультразвукового метода». Научно-технический журнал Издательский дом «Губкин». Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» №7(367) 2022 г. – 51–57с.

УДК 622.276

## ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Р.И. Степанов*

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа.  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.  
Россия, г. Красноярск, Е – mail: [rusya.stepanov.2017@bk.ru](mailto:rusya.stepanov.2017@bk.ru)*

**Аннотация:** В статье рассмотрены особенности вскрытия продуктивных рифейских отложений Куюмбинского месторождения. Месторождение обладает сложным геологическим строением и характеризуется неоднородностью фильтрационно – емкостных свойств. В работе рассмотрен метод бурения на депрессии, позволяющий бурить в зонах АНПД и АВПД.

**Ключевые слова:** Куюмбинское месторождение, рифей, бурение на депрессии, АНПД, АВПД.

### **Введение**

**Актуальность** исследования обусловлена возможностью рассмотреть подходы к вскрытию продуктивных пластов, в осложненных горно – геологических условиях, с целью дальнейшего определения подходов к бурению, горизонтальных и многозабойных скважин.

**Цель:** Выделить особенности вскрытия продуктивных пластов, в сложных горно – геологических условиях Куюмбинского месторождения.

**Объекты:** Куюмбинское месторождение, рифейские карбонатные отложения.

Куюмбинское месторождение расположено в пределах Байкитской нефтегазоносной области, Камовского свода, Лено – Тунгусской нефтегазоносной провинции[4]. Залежи углеводородов месторождения, приурочены к карбонатным кавернозно – трещиноватым коллекторам. Месторождение характеризуется очень сложным строением, с хорошими фильтрационно – емкостными свойствами, которые обеспечиваются трещинами и кавернами, а также сложным строением пустотного пространства. Проницаемость коллектора распространена очень неравномерно. В трещинах и местами в кавернах, она может достигать величин, порой достигающих 200 – 300 Мд. Месторождение в том числе рифейские отложения, обладают высокими значениями газового фактора, равного порядка 150

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

– 200 м/м[2]. Данные отложения являются приоритетными при проведении подсчета запасов, как геологических так и извлекаемых запасов. Результаты проведенного горизонтального бурения показали что природная геологическая модель рифейского природного резервуара обладает сложным строением в области распределения проницаемости карбонатного коллектора. На рисунке 1 показана емкостная модель рифейских отложений ЮТМ[4].



Рисунок – 1 Емкостная модель рифейских отложений

На сегодняшний день при проведении эксплуатационного бурения, основной проблемой, является катастрофическое поглощение бурового раствора. Обусловлено это наличием низких величин пластовых давлений. Данные поглощения, наблюдаются в середине или на краю нефтенасыщенной толщи карбонатного коллектора, а также последующим проведением бурения. Это связано, в первую очередь с переходом скважины из перевода ее в режим газонефтеводопроявления[3].

Для решения данной проблемы, а также вскрытия продуктивного пласта, существует метод бурения на регулируемом давлении, который состоит из двух составляющих: бурения с регулируемым давлением бурения, на депрессии с непосредственной добычей флюида из пласта[5].

Бурение с регулируемым давлением это такой тип бурения скважин, при котором существует техническая возможность регулировать величину противодавления на продуктивный пласт. В данной технологии выбирается плотность бурового раствора, которая позволяет создавать гидростатическое давление меньше или же давление, которое по своей величине будет равно пластовому[5].

Бурение на депрессии это метод, который заключается в следующем. В процессе бурения скважин, возникающее противодавление на пласт, не оказывает ни какого влияния. Пласт находится под депрессией, в результате чего происходит поступление флюида в буровой раствор. На поверхности происходит разделение бурового раствора и флюида, а сам буровой раствор подается обратно в скважину. При проведении бурения на депрессии, происходит непосредственная добыча пластового флюида и величина скин – фактора, остается на начальном своем уровне, когда пласт который насыщен нефтью или газом не был вскрыт.



Для решения проблемы вскрытия продуктивных отложений, существует технология АНПД (аномально низких пластовых давлений). Данная технология позволяет обосновать минимизацию поглощения бурового раствора и описать технологию первичного вскрытия продуктивного пласта. Данная технология, при вскрытии продуктивного пласта учитывает каверно – трещинное строение резервуара, которая обладает минимальными фильтрационными сопротивлениями. Происходит поглощение и переток флюида в системе пласт – скважина. Использование данной технологии при горизонтальном бурении скважин в пределах Кубюмбинского месторождения, позволяет расширить геологическое обоснование структуры разломных зон рифейского природного резервуара, а также обнаружить наличие флюидодинамических структур.

Таким образом на сегодняшний день при бурении коллекторов сложного строения, с наличием процессов трещиноватости и кавернозности, является бурение в зонах АНПД. Данная технология может использоваться для вскрытия продуктивных пластов и бурения скважин ГС и МЗС.

### **Заключение**

В рамках данной работы, были рассмотрены особенности вскрытия продуктивных пластов, на примере сложнопостроенных отложений Кулюмбинского месторождения. Было установлено, что основной метод вскрытия продуктивных пластов на месторождении, это бурение на депрессии, позволяющий обнаруживать зоны АВПД и АНПД. В дальнейшем именно с данной технологией вскрытия продуктивных пластов и планируется связать работы по бурению кавернозно – трещиноватых карбонатных коллекторов.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород./ К.И Багринцева. – М. Недра. 1982. с. 256
2. Гольф – Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов/ Т.Д. Гольф – Рахт; под ред. А.Г Ковалева. – М. Недра 1986 с. 605
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений/ перевод с английского М. ООО Премиум инжиниринг 2009. с. 572
4. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири/ А.Э. Конторович, Н.В Мельников, В.С Сурков и др. – Новосибирск, 1994. – Вып. 6: Байкитский регион. – с. 52
5. Сверкунов, С.А. Бурение горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем: учебное пособие/Сверкунов С.А, Вахромеев А.Г, ИрНИТУ, ИЗК СО РАН. – Москва, Вологда ,Инфа – Инженерия. 2020. – с. 240



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПОЛИАКРИЛАМИДЕ

*А.М. Зиновьев, А.С. Паутова*

*lekso1988@yandex.ru, pautova.anna1985@mail.ru*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в полиакриламиде. Представлена сборка экспериментальной установки и исследование ультразвуковых измерений.*

*Ключевые слова: КВЧ, ультразвуковой метод, полиакриламид, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.*

STUDY OF ULTRASONIC MEASUREMENTS FOR DETERMINATION OF  
MECHANICAL IMPURITIES IN MODEL LIQUIDS

A.M. Zinoviev e-mail: lekso1988@yandex.ru, A.S. Pautova e-mail:  
pautova.anna1985@mail.ru

Samara State Technical University  
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

The reasons for the origin of mechanical impurities, methods for determining impurities in polyacrylamide are considered. The assembly of the experimental setup and the study of ultrasonic measurements are presented.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle, signal attenuation.

В настоящее время механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти [1].

Проблема повышенного образования мехпримесей в скважинной продукции и высокой концентрации взвешенных частиц в перекачиваемой жидкости в последние годы стала едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу.

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения обычно сопровождается значительным обводнением добываемой скважинной продукции.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для того чтобы поддерживать уровень добычи нефти, необходимо увеличивать дебиты скважин, что неизбежно приводит к большим скоростям фильтрации, которые способствуют срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны по причине разрушения стенок трещин и поровых каналов. При этом эрозия коллектора будет постоянной из-за непрерывного выноса из него в скважину обломков и частиц эродированной породы. Усиление данных процессов объясняет распространённый эффект – повышенный вынос количества взвешенных частиц (КВЧ) при забойном давлении ниже давления насыщения [2].

В скважинной продукции могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина). Также это могут быть продукты, которые образовались путём взаимодействия химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав мехпримесей скважинной продукции, определяется преобладанием частиц пластового происхождения. Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) водонефтяной эмульсии.

Был проведен аналитический обзор существующих методов, в ходе которого было выявлено, что все методы в той или иной степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в жидкостях либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности.

Таким образом, разработка нового ультразвукового метода является актуальной задачей, так как он позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержание количества взвешенных частиц в жидкостях.

Основным этапом для проведения ультразвуковых исследований является монтаж экспериментальной установки. В качестве аналога водо-нефтяной эмульсии с высокой вязкостью был использован полиакриламид. Полиакриламид ПАА представляет собой гранулированный порошок белого цвета, имеет способность быстро растворяться в водной среде, но практически не растворяется в органических растворителях.

Высокая вязкость полиакриламида в ходе эксперимента помогла удерживать частицы во взвешенном состоянии на некоторое время, что позволило снять значение амплитуды выходного сигнала.

Был проведен монтаж экспериментальной установки, блок схема представлена на рис. 1.

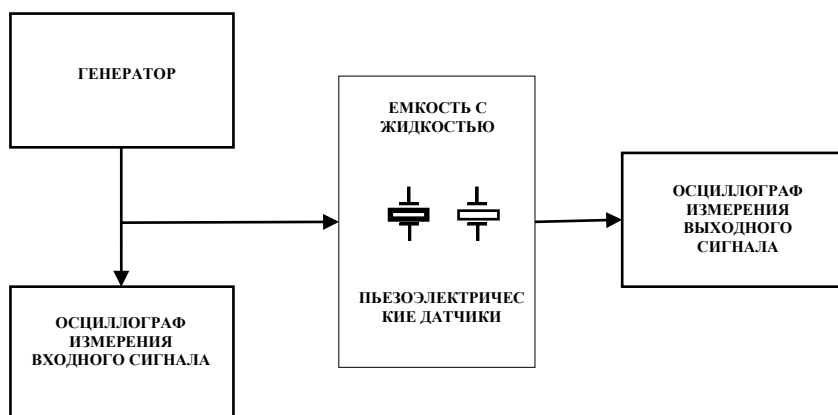


Рис. 1 Блок-схема экспериментальной установки

В состав экспериментальной установки вошли пьезоэлектрические датчики, емкость для исследуемой жидкости, генератор ультразвукового сигнала, осциллографы для измерения входного и выходного сигналов.

На рис. 2 представлена емкость с исследуемой жидкостью (полиакриламидом).



Рис. 2 Емкость с исследуемой жидкостью

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Было исследовано несколько жидкостей полиакриламида с разным содержанием кварцевого песка 20,40,60 мг/л с диаметром частиц от 0,075 до 0,212 мм.

После проведения измерений были получены следующие результаты, которые представлены в таб. 1.

Таб.1 Основные параметры полиакриламида полученные в ходе эксперимента

Концентрация, мг/л	Диаметр частиц, мм	$U_{м\text{ вх}}$ - амплитуда входного сигнала, Вольт	$U_{м\text{ вых}}$ - амплитуда выходного сигнала, мВольт
20	0,075-0,106	10	32
20	0,106-0,150	10	28
20	0,150-0,212	10	26
40	0,075-0,106	10	38
40	0,106-0,150	10	34
40	0,150-0,212	10	30
60	0,075-0,106	10	36
60	0,106-0,150	10	30
60	0,150-0,212	10	28

В результате можно сделать вывод, чем больше содержания примесей в составе жидкости, тем сильнее затухает ультразвуковой сигнал.

На рис. 2 представлена зависимость затухания амплитуды выходного сигнала в водонефтяной эмульсии от концентрации частиц примесей 20 до 60 мг/л с диаметром частиц от 0,075-0,212 мм.

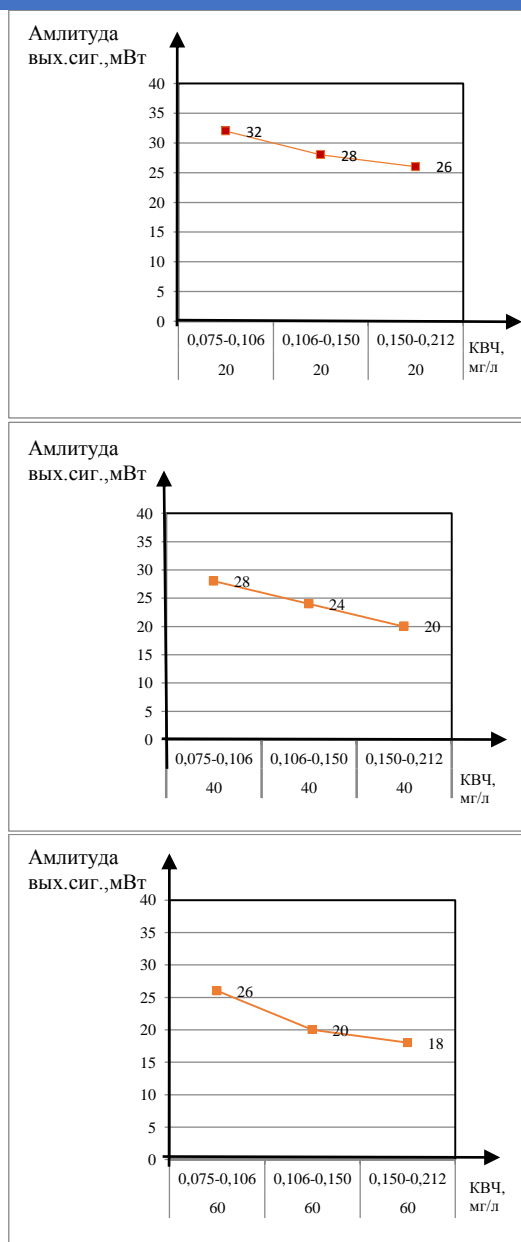


Рис. 2. Диаграмма затухания амплитуды выходных сигналов от концентрации взвешенных частиц

В ходе проведения исследования с ПАА, который выступает как аналог водонефтяной эмульсии, наблюдалось затухание амплитуды выходного сигнала, что подтверждает работу данной установки не только в модельной жидкости глушения, но и в других жидкостях.

В работе была рассмотрена возможность построения измерительной ультразвуковой системы, предназначенной для регистрации примесей в потоке различных модельных жидкостей, предложена структура измерительной системы.

Экспериментальные данные характеристик твердых частиц, содержащихся в реальных условиях в потоке жидкости, позволили обосновать возможность использования такого метода для определения размеров твердых частиц.

Данные исследования являются научным заделом на усовершенствование установки, позволяющей провести эксперименты с водонефтяной эмульсией в режиме движения ее по замерному участку трубы [3].

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С. Бойко Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. пособие / Москва «Недра», 1990г. – 214 с.
2. Бочаров Е.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область), 2017г. – 90 с.
3. Ланге П.К., Бабицкая К.И., Паутова А.С. «Определение количества и размеров твердых частиц в потоке нефти на базе ультразвукового метода». Научно-технический журнал Издательский дом «Губкин». Журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» №7(367) 2022 г. – 51–57с.

### САМООТКЛОНЯЮЩИЙСЯ КИСЛОТНЫЙ СОСТАВ НА ОСНОВЕ АЛКИЛБЕТАИНА И СУЛЬФОСУКЦИНАТА ЭТОКСИЛИРОВАННЫХ ЖИРНЫХ СПИРТОВ

**Self-diverting acid solution based on alkylbetaine and sulfosuccinates of ethoxylated fatty alcohols**

*А.М.А. Мохсен, В.В. Коновалов, П.В. Склюев*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

*А.М.А. Mohsen, V.V. Konovalov, P.V. Sklyuev*

*Samara State Technical University, Samara, Russia*

*alhalmyali@mail.ru, konovalov-samgtu@yandex.ru*

#### **Abstract**

This work presents the experimental results of studying the rheological properties of a hydrochloric acid solution of a mixture of cocamidopropyl betaine and ethoxylated fatty alcohol sulfosuccinate. The viscosity change of the acid composition was determined depending on the surfactants' concentration and the degree of the acid consumption. The acid additives' effects (corrosion inhibitor, iron stabilizer, demulsifier, and dispersant) on the rheological characteristics of the acid reagent have been defined. The results of the experimental work prove a high potential to use the acid composition based on alkyl betaines and ethoxylated fatty alcohol sulfosuccinates to stimulate oil production in carbonate reservoirs.

**Keywords:** Viscoelastic Surfactants, Acid Formulations, Self-diverting Acid Solution, Acid Additives Cocamidopropyl Betaine, Sulfosuccinate.

**Аннотация.** В настоящей работе представлены результаты разработки «самотклоняющегося» кислотного реагента на основе алкилбетаинов и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов. Определено изменение вязкости кислотного состава в зависимости от концентрации ПАВ и степени истощения кислоты. Установлено влияние присадок (ингибитора коррозии, стабилизатора железа, деэмульгатора и диспергатора) на реологические характеристики кислотного реагента. Результаты проведенных экспериментальных работ свидетельствуют о высоком потенциале использования кислотных реагентов на основе алкилбетаинов и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов для интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах.

**Ключевые слова:** Вязкоупругие поверхностно-активные вещества, самоотклоняющийся кислотный состав, кислотные присадки, кокамидопропилбетаин, сульфосукцинат, реологические свойства

### Введение

Кислотная обработка (КО) является наиболее часто используемым способом интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах, основанном на увеличении проницаемости околоскважинной зоны и её очистки от различного рода загрязнений [1]. Важным аспектом является адресный дизайн КО, поскольку неоптимальная обработка может быть причиной временного или постоянного ухудшения эксплуатационных свойств коллектора и резкого увеличения обводненности скважинной продукции [2]. Как правило, основной причиной низкой эффективности КО является преимущественное поступление кислотного реагента в высокопроницаемыми водонасыщенные пропластки, что приводит к увеличению обводнённости продукции скважин. Поэтому, работы направленные на повышение эффективности действия кислотных составов (КС) и технологий их применения является важной и актуальной задачей.

Среди существующих вариантов повышения технологической эффективности КО принято выделять «самотклоняющиеся» кислотные реагенты (СКС) на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУ ПАВ). Применение подобного рода реагента приводит к образованию в пластовых условиях геля, что обеспечивает отклонение последующей пачки кислоты и увеличение охвата воздействием. При этом обрабатываются преимущественно нефтенасыщенные пропластки, поскольку образования геля в присутствии углеводородов не происходит [3].

В настоящей работе представлены результаты разработки «самотклоняющегося» кислотного реагента (СКС) на основе алкилбетаинов и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов с добавлением пакета кислотных присадок.

### Материалы и алгоритм проведения работы

Реагенты для приготовления кислотных составов (КС): кокамидопропилбетаин (КАПБ), сульфосукцинат этоксилированных жирных спиртов (СС), соляная кислота и вода.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пакет кислотных присадок: ингибитор коррозии (ИК, азотсодержащие ПАВ), деэмульгатор (Д, неионные ПАВ), диспергатор (ДС), стабилизатор железа (СЖ, фосфор- и серосодержащие соединения).

Реологические характеристики определяли с использованием реометра MCR52 (Anton Paar GmbH) в интервале скорости сдвига от  $1\text{c}^{-1}$  до  $100\text{c}^{-1}$  при температурах от 20 до  $90^\circ\text{C}$ .

### Результаты и обсуждение

Важным условием разработки эффективного реагента на основе ВУ ПАВ является его исходная вязкость, разработанный КС должен обладать низкой начальной вязкостью для облегчения процесса закачки и обеспечения его проникновения в низкопроницаемые интервалы. Другой не менее важный фактор – низкая вязкость отработанного раствора для облегчения операций по очистке и освоению скважин.

На рисунке 1 представлен результат исследования реологического поведения КС на основе КАПБ и СС при их разном общем содержании. Исходный КС имеет низкую вязкость (от 4,5 до 8 мПа·с), которая слабо зависит от общей концентрации ПАВ, что может быть объяснено свойствами КАПБ. Молекула КАПБ имеет аминные группы и карбоксильные группы, и при протонировании карбоксильной группы в кислой среде, КАПБ ведёт себя как катионное ПАВ, поэтому СС не взаимодействует с КАПБ. По мере взаимодействия КС вступает в реакцию с породой (карбонатом), появляются продукты реакции ( $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$ ) и повышается pH среды, КАПБ начинает взаимодействовать с СС, образуются цилиндрические мицеллы, вызывающие резкое повышение вязкости раствора. Вязкость отработанной композиции снижается и близка к исходной вязкости КС, снижения вязкости после нейтрализации кислоты связано с разветвлением цилиндрических мицелл. Изменяя общую концентрацию ПАВ в КС появляется возможность регулирования необходимых реологических свойств системы.

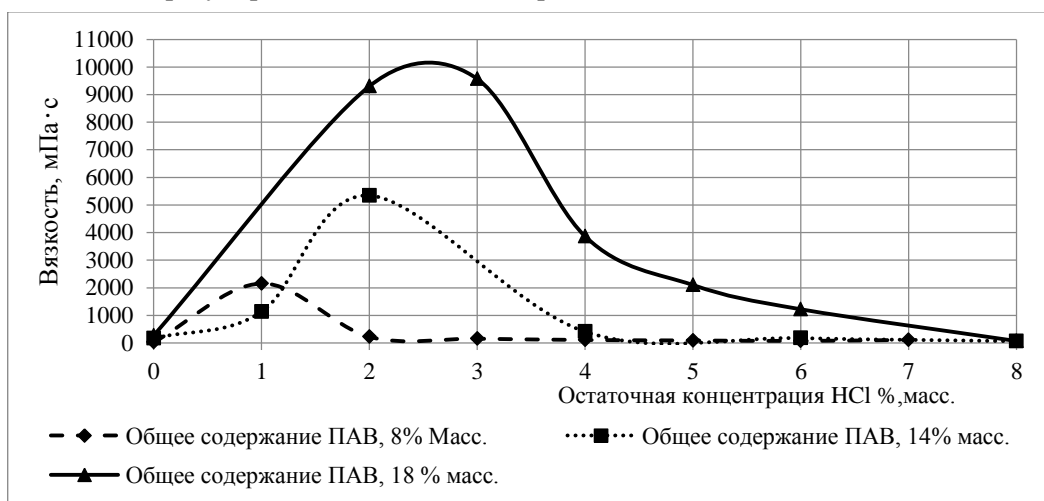


Рисунок 1 – Реологическое поведение КС в зависимости от степени истощения кислоты (скорость сдвига  $10\text{c}^{-1}$  и температура  $20^\circ\text{C}$ ) [4].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из рисунка 1 видно, что исходный состав обладает невысокой вязкостью. По мере нейтрализации отклоняющего кислотного состава вязкость возрастает и достигает максимума при содержании соляной кислоты 1–3% (в зависимости от общего содержания ПАВ), после чего вновь падает до исходного значения

Основное преимущество применения КС на основе ВУ ПАВ заключается в полном разрушении вязкоупругого геля при контакте с углеводородами, что позволяет облегчать освоение скважины и улучшает (сохраняет) коллекторские свойства нефтенасыщенного горизонта. Для подтверждения данного факта был проведен лабораторный эксперимент по следующей методике: к КС с содержанием ПАВ (14 % масс.) добавили керосин (10 % по объему), далее раствор нейтрализовали карбонатом кальция. Вязкость полностью нейтрализованного раствора прямо зависит от общей концентрации ПАВ, где при общем содержании ПАВ 8 % составляет 22 мПа·с, при 14 % 59,7 мПа·с, а при 18 % — 197 мПа·с. В присутствии углеводорода составляет 7,3 мПа·с.

Для обеспечения необходимых технологических свойств КС (снижение коррозионной агрессивности и коагуляции призабойной зоны, облегчения разделения эмульсии и т.д.) в них необходимо вводить дополнительные присадки (кислотные пакеты), которые могут оказать значимое влияние на реологические свойства КС. Поэтому на следующем этапе работы была проведена оценка влияния кислотных добавок на реологические свойства КС. Для этого готовили КС и добавляли кислотные присадки, после чего нейтрализовали кислотный раствор до остаточной концентрации соляной кислоты 2–4% и измеряли вязкость. Необходимую концентрацию кислотных присадок подбирали с использованием стандартных методов. Эксперимент проводился для раствора для КС с концентрацией ПАВ 14 % и HCl 18 % масс. Полученные результаты приведены в таблице 1 и на рисунке 2.

Таблица 1 – Изменения вязкости КС при добавлении кислотных присадок

№	Компонент КС				Динамическая вязкость, мПа·с, при скорости сдвига, с <sup>-1</sup>				
	Д-1	СЖ	ДС	ИК	10	25	50	75	100
1	-	-	-	-	5342	3628	2158	1512	1163
2	+	-	-	-	3829	3031	2000	1455	1122
3	-	+	-	-	7828	4633	2546	1737	1247
4	-	-	+	-	3956	3234	2155	1562	1226
5	-	-	-	+	5126	3330	1901	1325	1019
6	+	+	+	+	839	812	781	713	657

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

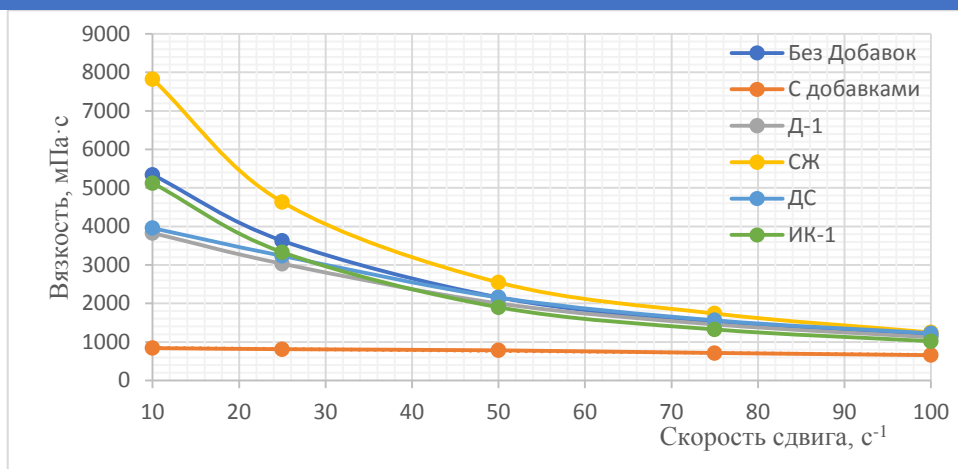


Рисунок 2 – Зависимость вязкости от скорости сдвига для разных кислотных присадок

Из представленных данных следует, что наибольшая вязкость во всем интервале скоростей сдвига наблюдается для кислотной системы, содержащей СЖ (№3 по табл.1). Таким образом, стабилизатор железа на основе фосфор- и серосодержащих соединений приводят к повышению вязкости на 7 % при высоких скоростях сдвига ( $100 \text{ с}^{-1}$ ). Все остальные присадки приводят к снижению вязкости системы (см. строки 2,4,5 в табл.1), но при высоких скоростях сдвига ( $100 \text{ с}^{-1}$ ) вязкость изменяется незначительно. В наибольшей степени снижения вязкости наблюдается в присутствии противоосадочного компонента (см. строка 5, табл.1).

Добавление всех кислотных присадок, снижает вязкость системы, в том числе и вязкость исходного раствора (3 мПа·с). Сравнительный анализ по влиянию кислотных добавок при различном содержании соляной кислоты представлен в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 2 – Вязкость КС в зависимости от остаточной концентрации соляной кислоты в присутствии /отсутствии углеводорода

Остаточная концентрация HCl, % масс.	Динамическая вязкость, мПа·с, при скорости сдвига, $100 \text{ с}^{-1}$			
	Без кислотных присадок		С кислотными присадками	
	Без углеводорода	С углеводородом	Без углеводорода	С углеводородом
0	59,7	7,3	26,3	6,31
1	589,5	13,5	50	10,5
1,5	956,9	11,14	112,5	8,6
2	1162,9	7,23	245	5,2
2,5	1154,9	5,51	338,2	3,21

3	949	9,32	470,5	4,2
3,5	611,5	11,49	657,02	11,25
4	234,9	12,72	481,3	12,31
4,5	181,6	8,18	302,2	3,92
5	146,5	6,43	88,5	4,16
6	65,3	11,6	32,2	4,5
8	17	6,1	21	4,09

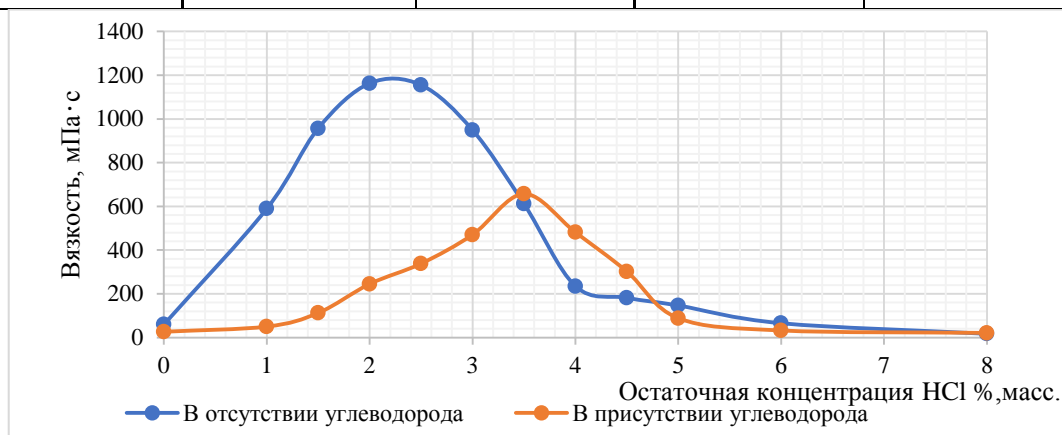


Рисунок 3. Вязкость КС в зависимости от степени истощения кислоты (скорости сдвига  $100 \text{ c}^{-1}$  и температура  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

### Выводы

Результаты проведенных экспериментальных работ свидетельствует о высоком потенциале использования кислотных реагентов на основе алкилбетаинов и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов для интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах.

Результаты исследования позволили установить характер изменения вязкости КС в зависимости от содержания ПАВ, исходной концентрации соляной кислоты и степени ее истощения (моделирование реакции взаимодействия кислотного реагента с породой), а также наличия в составе КС кислотных присадок (пакетов).

Показано, что введение в КС пакета присадок приводит к существенному изменению реологических свойств составов, причем введение всего пакета присадок (ингибитор коррозии, стабилизатор железа, дэмульгатор и диспергатор) влияет в большей степени, чем каждый из них по отдельности. Соответственно разработка товарной формы реагента, должна в обязательном порядке включать стадии оценки технологических свойств с учетом введения в состав реагента необходимых кислотных добавок/присадок.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Ибрагимов Г. З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 1991. - 384 с.
2. Маркин А. Н., Низамов Р. Э., Суховерхов С. В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. - Владивосток: Дальнаука, 2011. - 288 с.
3. Курышов Д.А., Лужецкий А.В., Захаров С.В., Кашапов Р.Р., Яцкевич Е.И., Вагапов Б.Р., Самоорганизация в смешанных мицеллярных растворах цвиттер-ионного и анионного поверхностно-активных веществ. / Вестник технологического университета. 2013, т.16, в.1, с.32-37
4. Мохсен А.М., Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов / А. М. Мохсен, М. А. Хусейн, В. В. Коновалов, П. В. Склюев // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 1. – С. 33-40. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-33-40. – EDN YZMUJV.
5. Мохсен, А. М. А. Исследования влияния хлористого кальция на реологические свойства смеси соляно-кислотных растворов цвиттерионных и анионных поверхностно-активных веществ / А. М. А. Мохсен, В. В. Коновалов, П. В. Склюев // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 4(640). – С. 18-22. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-4(640)-18-22. – EDN EOBRAV.

УДК 622.27

**МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ  
СВОЙСТВ НА ОБРАЗЦАХ ГОРНЫХ ПОРОД**

*Е.А. Рогов*

*ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
пос. Развилка, Московская область, Россия  
[rogov.rea@yandex.ru](mailto:rogov.rea@yandex.ru)*

**Аннотация.** Предложен комплексный подход по исследованию фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на образцах горных пород в лабораторных условиях. Приведена методика исследований и последовательность проведения опытов на установке при изучении различных характеристик образцов горных пород.

**Ключевые слова:** скважина, призабойная зона, горная порода, образец, фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость.

В процессе вскрытия продуктивных горизонтов происходит изменение естественного состояния горных пород в призабойной зоне, приводящее, как правило, к ухудшению ФЕС. Характер этих изменений зависит от многих факторов, но в первую очередь они определяются [1, 2]:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- литолого-физическими характеристиками продуктивных горизонтов (вещественный состав коллектора, степень трещиноватости, проницаемость, пористость, тип цемента и т.п.);

- физико-химическими свойствами флюидов и термогидродинамическим состоянием пластовой системы;

- типом и свойствами бурового и тампонажного растворов;

- термогидродинамическим режимом, при котором происходят технологические процессы вскрытия продуктивных горизонтов и цементирования скважины.

В настоящее время разработано множество технико-технологических решений, обуславливающих сохранение и восстановление ФЕС в процессе вскрытия, заканчивания и освоения скважин [3 - 7], к числу которых относятся: совершенство конструкции призабойной зоны скважины – открытый забой со спуском фильтра или без него, вскрытие пластов на равновесии и депрессии с использованием обычных и специальных буровых растворов, различные составы и технологии регулирования физико-механических свойств и технологических показателей буровых растворов для вскрытия продуктивных горизонтов, технологии и технологические жидкости для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта и т.д. Однако, без знания основных характеристик горных пород [8 - 10], особенно при разбуривании новых нефтегазоконденсатных месторождений, несмотря на применение новых технологий и средств, проблематично обеспечить ввод скважин в эксплуатацию с максимально потенциально возможными дебитами. Также необходимо учитывать влияние на петрофизические свойства горных пород процессов разработки месторождений, сопровождающиеся изменениями напряженного состояния коллекторов [11 - 13].

В литературе ФЕС горных пород изучается на лабораторных установках как простыми способами [14, 15], не учитывающими некоторые факторы, так и сложными методами [16 - 18], позволяющими проводить исследования в условиях реальных давлений и температур. Поэтому при постановке опытов необходимо выбирать такие условия их проведения, которые воспроизводили бы максимально точно не только саму модель и природные условия, но и процессы, протекающие в них. В основном, исследования той или иной характеристики образца горной породы проводятся на различных лабораторных установках. С целью увеличения количества изучаемых характеристик предложена методика и установка для ее реализации (рисунок 1), позволяющая расширить комплекс лабораторных исследований по определению ФЕС на образцах горных пород. Методика проведения исследований ФЕС на образцах заключается в следующем.

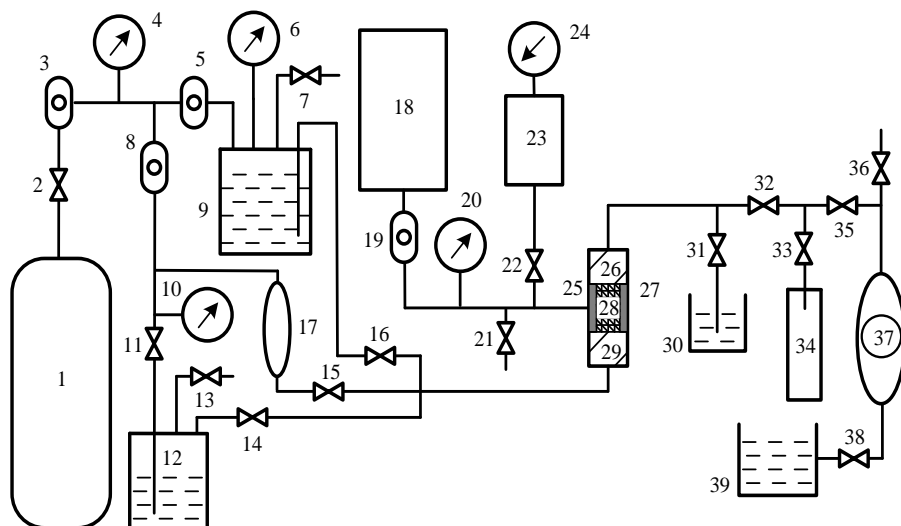


Рисунок 1. Схема лабораторной установки

## 1. Определение коэффициента абсолютной проницаемости образца горной породы по газу ( $k_{пр.абс}$ )

1.1 Перед проведением исследований образцы горных пород взвешивают, помещают в сушильный шкаф и высушивают до постоянной массы.

1.2 Исследуемый образец горной породы 28 помещают в резиновую манжету 27.

1.3 Поочередно в корпус кернодержателя 25 устанавливают нижнюю втулку 29, резиновую манжету 27 с образцом 28 и верхнюю втулку 26.

1.4 Закрывают вентиль 22, открывают и закрывают вентиль 21 и редуктором 19 создают в кернодержателе давление гидрообжима ( $\sim 0,5$  МПа) с помощью источника давления 18.

Во избежание проскальзывания флюида между образцом горной породы и резиновой манжетой давление гидрообжима должно превышать давление фильтруемого флюида не менее, чем на 3,5 МПа и должно контролироваться образцовыми манометрами. Это условие сохраняется при проведении любых видов исследований ФЕС на образцах горных пород.

1.5 Закрывают редукторы 5 и 8, вентили 11, 14, 15, 16, 17, 31, 33 также закрывают. Открывают вентиль 2 и редуктором 3 устанавливают давление фильтрации газа в пределах 0,25 - 0,30 МПа (манометр 4).

1.6 Вентиль 15 открывают и редуктором 8 устанавливают заданное давление фильтрации газа (образцовый манометр 10).

1.7 Открывают вентиль 15 и газ через осушитель 17 поступает в образец 28.

1.8 По газометру 37 определяют расход газа (проводится не менее 3 измерений при различных давлениях на входе в кернодержатель).

1.9 По окончании измерений закрывают редуктор 8 и вентиль 15, открывают вентили 11, 13 и 36, закрывают вентили 32, 35.

1.10 Давление гидрообжима постепенно снижают до атмосферного (редуктор 19 закрывают и открывают вентиль 21) и извлекают образец горной породы из корпуса кернодержателя 25. Далее в образце создают максимальную



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

гигроскопическую влажность, выдерживая его в сосуде с относительной влажностью воздуха 94 %.

2. Определение коэффициента эффективной проницаемости образца по газу при максимальной гигроскопической влажности  $K_{эф.пр.}(K_{в. 94\%})$

2.1 Образец 28 с максимальной гигроскопической влажностью помещают в кернодержатель 25 согласно пунктам 1.2 -1.4 раздела 1.

2.2 В исследуемый образец подают увлажненный газ:

- закрывают редукторы 5, 8 и вентили 13, 14, 15, 16, 31, 33, 35.

- открывают вентиль 2 и редуктором 3 устанавливают давление фильтрации газа в пределах 0,25 - 0,30 МПа (манометр 4).

-открывают вентиль 11 и редуктором 8 устанавливают требуемое давление фильтрации газа (образцовый манометр 10).

2.3 Вентиль 14 открывают и газ через жидкость в барботере 12 поступает в образец 28. Далее открывают вентили 32, 35 и 36, после чего газ начинает фильтроваться через образец.

2.4 Определяют расход газа по газомеру 37 (проводится не менее 3 измерений при различных давлениях на входе в кернодержатель).

2.5 По окончании опыта редуктор 8 закрывают, вентили 13 и 36 открывают, вентили 11, 14, 32, 35, 38 закрывают. Далее при определении коэффициента остаточного газонасыщения образец горной породы остается в кернодержателе.

3. Определение коэффициента остаточного газонасыщения образца горной породы ( $K_{г.о}$ )

В данной опыте оценивается защемление газа в результате фильтрации через образец с максимальной гигроскопической влажностью пластовой воды. Изменение условий фильтрации (давления) позволит рассмотреть его влияние на остаточное газонасыщение.

Порядок проведения эксперимента заключается в следующем.

3.1. При открытом вентиле 2 от источника 1 создается давление на пластовую воду, находящуюся в емкости 9.

3.2. Вентили 7 и 16 и закрывают, редуктором 5 в емкости 9 устанавливают требуемое давление.

3.3. Открывают вентиль 31 (линия выхода из образца должна находится под водой в емкости 30) и открывают вентиль 16.

3.4 Вода поступает в образец 28 и выдавливает воздух из свободного порового пространства образца в емкость 30 (процесс продавливания жидкости завершается по прекращении выделения пузырьков воздуха в емкости 30).

3.5 Продолжение опыта ведет к фильтрации пластовой воды через образец горной породы в присутствии защемленного воздуха.

4. Определение коэффициента эффективной проницаемости образца горной породы по воде при остаточном газонасыщении  $K_{эф.пр.в}(K_{г.о})$

4.1. В процессе проведения опыта в мерную емкость 34 поступает жидкость и производится замер объема жидкости, профильтровавшейся через образец в единицу времени (вентили 31, 35 закрыты, вентили 32, 33 открыты).

4.2. По окончании измерений расхода жидкости (проводится не менее 3

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

измерений) заданное давление снижают до атмосферного (редуктор 5 закрывают, вентиль 7 открывают.)

4.3. Давление гидрообжима также снижают до атмосферного (закрывают редуктор 19 и открывают вентиль 21) и извлекают образец горной породы 28 из кернодержателя 25.

Образец взвешивают на весах, определяют удельное электрическое сопротивление -  $p_{\text{пн}}$  ( $k_{\text{г.о}}$ ), диффузионно-адсорбционную активность -  $A_{\text{д}}$  ( $k_{\text{г.о}}$ ) и максимально водонасыщают. Далее на полностью водонасыщенном образце определяют коэффициент открытой пористости методом Преображенского ( $k_{\text{п.о}}$ ), удельное электрическое сопротивление ( $p_{\text{пн}}$ ) и диффузионно-адсорбционную активность ( $A_{\text{д}}$ ). После этого переходят к определению ФЕС на полностью водонасыщенном образце.

### 5. Определение коэффициента проницаемости образца по воде ( $k_{\text{пр.в}}$ )

5.1. Помещают водонасыщенный образец в корпус кернодержателя в соответствии с пунктами 1.2 -1.4 раздела 1.

5.2. Закрывают редукторы 5, 8 и вентили 7, 14, 15, 16, 31, 33 и 35.

5.3. При открытом вентиле 2, редукторе 3 и 5 от источника 1 устанавливают заданное давление на воду, находящуюся в емкости 9.

5.4. Вентили 16 и 33 открывают.

5.5. Измеряют расход жидкости, при фильтрации ее через образец 28 в мерную емкость 34 (проводится не менее 3 измерений при различных давлениях на входе в кернодержатель).

5.6. Закрывают редуктор 5, открывают вентиль 7 и закрывают вентиль 16. Для проведения последующего опыта образец остается в кернодержателе.

### 6. Определение коэффициента динамической пористости образца горной породы ( $k_{\text{пор.д}}$ )

Коэффициент динамической пористости характеризует то поровое пространство, по которому происходит фильтрация газа. Газ предварительно увлажняется в барботере 12, с целью предотвращения высушивания образца в процессе фильтрации газа. Порядок проведения эксперимента следующий.

6.1. Вентили 13, 14, 15, 16, 31, 32, 33, 35 закрывают.

6.2. Редуктором 8 при открытом вентиле 11 устанавливают заданное давление в барботере 12 (по манометру 10).

6.3. Вентили 14 и 33 открывают и увлажненный газ поступает в образец и выдавливает из свободного порового пространства воду.

6.4. Измеряют расход жидкости во времени при фильтрации ее через образец 28 в мерную емкость 34.

Прекращение поступления воды указывает на то, что процесс освобождения свободного порового пространства от жидкости закончен и идет фильтрация газа. При таком состоянии образца возможно продолжить фильтрацию увлажненного газа и определить его расход.

### 7. Определение коэффициента эффективной проницаемости образца по газу при остаточном водонасыщении $k_{\text{эф.пр.}}(k_{\text{в.о}})$

7.1. Открывают вентили 36 и 35, закрывают вентиль 33.

7.2. Открывают вентиль 38 и определяют расход жидкости из газомера 37 в емкость 39 (проводится не менее 3 измерений расхода газа при разных давлениях продавливания).

7.3. Закрывают вентиль 2 и открывают вентиль 13.

7.4. Закрывают редукторы 3, 8 и вентили 11, 14, 15, 16, 35, 36, 39.

7.5. Давление снижают до атмосферного (закрывают редуктор 19, вентиль 21 открывают) и извлекают образец 28 из кернодержателя 25.

Далее образец взвешивают на весах, определяют удельное электрическое сопротивление ( $p_{пв}$ ) и диффузионно-адсорбционную активность ( $A_d$ ).

Таким образом, предложенная методика и установка для ее реализации позволяет определить следующие характеристики образцов горных пород: коэффициенты абсолютной проницаемости ( $k_{пр.абс}$ ), проницаемости по воде ( $k_{пр.в.}$ ), динамической пористости ( $k_{пор.д}$ ), остаточного газонасыщения ( $k_{г.о}$ ), эффективной проницаемости при максимальной гигроскопической влажности  $k_{эф.пр.}(k_{в. 94\%})$ , эффективной проницаемости при остаточном газонасыщении  $k_{эф.пр.в}(k_{г.о})$  и остаточном водонасыщении  $k_{эф.пр.}(k_{в.о})$ , а также удельное электрическое сопротивление полностью ( $p_{пв}$ ) и частично ( $p_{пч}$ ), диффузионно-адсорбционную активность ( $A_d$ ) полностью и частично водонасыщенного образца.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Динамика изменений физических свойств образцов продуктивных пород при разработке месторождений нефти и газа. Рыжов А.Е. Жуков В.С., Иселидзе О.В. и др. // Разработка месторождений углеводородов: Сборник научных трудов. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2008. – С. 154 – 168.
2. Рогов Е.А. Разработка методов оценки составов технологических жидкостей для разупрочнения глинистых образований при бурении скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Научный центр нелинейной волновой механики и технологии Российской академии наук. – М.: 2011. – 125 с.
3. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 667 с.
4. Рогов Е.А. Восстановление проницаемости призабойной зоны пласта в открытом стволе скважины // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 9. – С. 17 – 21.
5. Контарев А.А., Рогов Е.А. Метод активации трудноизвлекаемых запасов нефти // Технические и технологические системы. Материалы двенадцатой Международной научной конференции. – Краснодар, 2021. – С. 333 – 339.
6. Крылов В.И., Крецул В.В. Совершенствование заканчивания скважин методами химической очистки призабойной зоны ствола // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. № 11. – С. 40 – 45.
7. Рогов Е.А. Исследование эффективности воздействия комплексонов на восстановление проницаемости продуктивных горизонтов // Строительство скважин на суше и на море. – 2022. – № 10. – С. 48 – 52.
8. Жуков В.С., Чуриков Ю.М., Моторыгин В.В. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. С. 238 – 246.
9. Контарев А.А., Рогов Е.А. Анализ изменения коэффициентов фильтрационных сопротивлений при обводнении скважин // Проблемы геологии, разработки и

- эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжелых нефтей. Материалы всероссийской научно-технической конференции с международным участием). – Ухта, 2022. – С. 64 – 66.
10. Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О., Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. – 2018 – № 5. – С. 82 – 99.
  11. Жуков В.С., Иванов П.Ю. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) // Вести газовой науки. – 2015. – № 4. – С. 144 – 148.
  12. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. Т. 242. – № 2. – С. 169 – 173.
  13. Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 6. – С. 341 – 349.
  14. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов / М.: «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
  15. Патент на полезную модель № 96962. Установка для проведения исследований / Рогов Е.А. Оpubл. 20.08.2010. Бюл. № 33. Заявка № 2010111972/22 от 29.03.2010.
  16. Жуков В.С. Люгай Д.В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий. М: Газпром «ВНИИГАЗ» 2016. – 56 с.
  17. Николашев В.В. Скороход Р.А. Новое оборудование для исследования керна // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2008. – № 1. – С. 7 – 11.
  18. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А. Рогов, С.Г. Солдаткин, М.Ю. Барщев. Оpubл. 10.09.2013. Бюл. № 25. Заявка № 2013118623/28 от 23.04.2013.

### СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ ПСМ

*Л.В. Сорокина, М.А. Дегтярев*

*Самарский государственный технический университет  
Г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье рассмотрены причины аварийных остановок сепарационных емкостей, приведен порядок выполнения ремонтных работ при аварийных остановках. Продолжен новый порядок выполнения работ с использованием стенда для переобвязки патрубков, что позволит исключить огневые работы непосредственно на объекте.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Ключевые слова:** аварийная установка, огневые работы, стенд для переобвязки патрубков ПСМ.

Для контроля за разработкой месторождений на каждой скважине необходимо замерять дебиты жидкости, а также, следует знать количество механических примесей в продукции скважин. Эти данные дают возможность контролировать режим эксплуатации скважин и месторождения в целом, что позволяет принимать нужные меры по ликвидации возможных отклонений.

В современных напорных герметизированных системах сбора и транспорта продукции скважины используется Автоматизированная Групповая Замерная Установка.

В ходе продолжительной эксплуатации рассматриваемого объекта происходит самопроизвольное разрушение металлов, в связи с этим нет возможности производить замеры продукции скважин в течение длительного времени, что так же наносит значительный ущерб окружающей среде.

Аварийная остановка сепарационной емкости производится:

- при обнаружении утечек различного характера;
- образовании трещин, свищей, выпучин на сепарационной емкости;
- при выявлении неисправности предохранительного клапана;
- при превышении давления выше разрешенного и несрабатывания при этом предохранительного клапана;
- при неисправности манометра и невозможности определить давление по другим приборам;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сепарационной емкости, находящейся под давлением

Порядок аварийной остановки сепарационной емкости при выявлении сквозной коррозии (разрушение металла насквозь в виде свищей) на подводящих линиях переключателя скважин многоходового необходимо:

- сообщить диспетчеру Пульта Управления о происшествии.
- перевести все рабочие скважины на байпасную линию.
- стравить давление в сепарационной емкости через дренажную линию.

После очистки пролитой нефти, пропарки в технологическом помещении Автоматизированной групповой замерной установки принимается решение о проведение ремонтных работ по замене дефектного участка путем проведения огневых работ.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К огненным работам относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием веществ до температуры, способной вызвать воспламенение материалов и конструкций.

Для проведения огневых работ допускается высококвалифицированный прошедший проверку знаний персонал, используется профессиональное оборудование, перед ремонтом необходимо провести подготовительные мероприятия на объекте.

Рассматривая подготовительный этап перед проведением работ выделить следующие мероприятия, которые обеспечивают безопасность работ:

- Сбор документации: оформление наряд допуска на газоопасные и огневые работы которые включают в себя: схемы проведения работ, схемы оборудования, параметров извлекаемого вещества, особенности эксплуатации и т.д.
- Подбор инструментов, оборудования, материала, который осуществляется, исходя из типа предстоящих ремонтных работ.
- Установка сертифицированных меж. фланцевых заглушек, демонтаж оборудования.
- Огорождение опасной зоны проведения мероприятий, подготовить средства пожаротушения, а также средства индивидуальной защиты, и тд.

К запланированным текущим ремонтным работам относятся следующие виды действий:

- Демонтаж оборудования.
- Проверка всех линий на предмет коррозии.
- Вырезка дефектных участков труб, а также подготовка нового материала к их замене.
- Проверка всех линий на предмет коррозии.
- Монтаж ПСМ на место для подгонки новых новой линии, далее происходит снова демонтаж для полной проварки новой линии.
- Монтаж готового оборудования, снятие заглушек подготовка к опрессовке.
- Ввод автоматизированной групповой установки в эксплуатацию.

Огневые работы на действующих взрывопожароопасных и пожароопасных объектах допускаются в исключительных случаях, когда эти работы невозможно проводить в специально отведенных для этих целей местах и если это не создает угрозу взрыва, пожара и не противоречит технологическому регламенту по эксплуатации объекта.

На сегодняшний день ремонтные работы по замене дефектных участков на выходящих из ПСМ линий подключенных к добывающим скважинам производится непосредственно внутри автоматизированной групповой замерной установки, что приводит к излишним трудозатратам и требует привлечение дополнительного времени на оформление наряда допуска на огневые работы, а так же на подготовку объекта для проведения мероприятий.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Данный метод является наиболее распространенным его отличает большое количество недостатков:

- необходимость в больших человеческих и технологических ресурсах
- отсутствие возможности регулировки управления процессом.
- Высокий коэффициент опасных производственных рисков которые могут повлиять на жизнь и здоровье персонала.
- низкий коэффициент полезного действия.
- возникает необходимость в получении большого количества времени на проведение мероприятий, что влечет дополнительные затраты.

Именно для устранения данных минусов вводится в эксплуатацию стенд для переобвязки патрубков переключателя скважин многоходового на стационарном сварочном poste.

Для проведения ремонтных работ будет выделен следующий порядок действий:

- Демонтаж оборудования.
- Вывоз его на стационарный сварочный пост.
- Установка его на стенде.
- Замена дефектных участков, возможность замены до 14 линий сразу, без лишних трудозатрат на демонтаж и монтаж для подгонки нового материала.
- Монтаж и опрессовка оборудования.

Уникальность данного изобретения так же состоит в том что, на нем можно устанавливать переключатель скважин многоходовой от разных заводов производителей, в независимости от габаритов оборудования. Данное устройство можно настроить по разной высоте, ширине и углом выходящих линий. Так как 14 ответных фланцев Ду 80 Ру 40 будут передвигаться по специальным направляющим, таким образом будет возможность установки оборудования под индивидуальные условия, что в дальнейшем облегчит установку оборудования на свое родное место, так как мы не допустим изменения внешних размеров. Так же будет возможность ремонта линии выхода жидкости в нефтесбор, на данный момент работа выполняется в крайне сложных условиях, так как линия выполнена под определенным углом выполненным в заводских условиях, на что так же требуется большее время подготовки материала для замены дефектного участка, а так же подготовки внешних условий для выполнения работ что так же включает в себя производственные риски.

Внедрение данного оборудования приведет к колоссальному ускорению процессов путем полного отказа от:

- оформления необходимой документации и организации ремонтных работ.
- подготовительных работ на объекте
- привлечение к работе сотрудников подрядных организаций.



А так же исключим множество производственных рисков связанных с жизнью и здоровьем сотрудников, следовательно это приведет к улучшению коэффициент полезного действия всего производства.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балаба В.И. Требования промышленной безопасности как источник опасности // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2008, №3, с. 38-41.
2. Келман Г.С. Защита окружающей среды при добыче транспорте и хранении нефти и газа. М.: Недра, 1981.
3. Ивановский В.Н. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. - М.: ВНИИОНГ. - 2000.

УДК 622.276.66

### ПРОВЕДЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЛИНЕЙНЫХ И СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ ГРП

*А.В. Сысоев<sup>1</sup>, П.В. Склюев<sup>1,2</sup>*

*<sup>1</sup>Самарский государственный технический университет,*

*<sup>2</sup>Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи*

*ООО "СамараНИПИнефть",*

*г. Самара, Российская Федерация*

*[p.v.sklyuev@gmail.com](mailto:p.v.sklyuev@gmail.com)*

#### Аннотация

В настоящей работе приводятся результаты по приготовлению и испытанию линейных и сшитых полимерных гелей для гидроразрыва пласта (ГРП) на основе анализа применения метода гидроразрыва пласта ЮС2. Определено оптимальное соотношение реагентов на основе данных реологических испытаний, соответствующее техническим требованиям нефтяной компании.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, линейный гель, сшитый гель, стабильность гелей, реометрия

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее часто применяемых и эффективных методов для низкопроницаемых сильнорасчлененных коллекторов и влияет как на текущие дебиты, так и на конечную нефтеотдачу. ГРП с глубоким проникновением воздействует на призабойную зону пласта и незатронутые зоны, что приводит к повышению эффективности охвата и извлечения [1]. Метод ГРП применяется с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения для малodeбитных скважин, продуктивность которых ниже потенциально возможной, низкообводненных скважин, эксплуатирующих неоднородные продуктивные пласты с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками [2].

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида [2, 3]. С целью предотвращения смыкания трещины в жидкость разрыва добавляют расклинивающий материал, чаще всего проппант [4]. В результате ГРПкратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков [5].

Большая часть работ по ГРП в России проводится с использованием водного полисахаридного геля. Преимущество применения такого геля перед углеводородными жидкостями заключается в пожаробезопасности, а также в качестве получаемого геля, а именно его большей вязкости и скорости восстановления структуры. В качестве полисахарида часто применяется гуаровая камедь в виде раствора, обладающего высокой пластической вязкостью, способного к образованию прочных связанных гелей (при сшивании, например, боратами). Гуаровая камедь предотвращает потерю воды из бурового раствора при использовании во время бурения нефтяных скважин и суспензирует бентонитовую глину, применяемую в буровом растворе, также может использоваться для снижения гидравлического сопротивления трения [6]. С целью достижения наиболее качественного загущения жидкости гидроразрыва применяют специальные химические добавки, называемые сшивателями, которые соединяют цепочки полимеров. В результате применения сшивателей содержание полимеров в составе жидкости ГРП может быть значительно снижено [7].

Целью настоящей работы является подбор оптимальной рецептуры для проведения метода ГРП на пласте ЮС2 по данным лабораторных испытаний. В данной работе были испытаны рецептуры с использованием реагентов компании ООО «ГД «Эконо-Тех».

Таблица 1. Параметры жидкости-основы и соответствие ТТ

Наименование показателя	Норма показателя	Значение
Температура, °С	не менее 20,0	25,0
Плотность, г/см <sup>3</sup>	не более 1,002	0,996
Водородный показатель, ед. рН	от 6,0 до 8,0	7,3
Солесодержание в пересчете на NaCl, мг/дм <sup>3</sup>	не более 1000	143
Содержание железа Fe (общ.), мг/дм <sup>3</sup>	не более 15,0	0,2
Щелочность общая, мг/дм <sup>3</sup>	не более 400	160
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	не более 500	28

Для приготовления технологической жидкости ГРП был использован гелеобразователь на основе полисахарида, представляющий собой суспензию гуара на углеводородной основе. Сшиватель замедленного действия представлял собой боросодержащий реагент DBXL-90, мгновенный сшиватель – водный раствор боратных соединений. В качестве деструктора применялся капсулированный деструктор на основе персульфата аммония. В качестве бактерицида использовался реагент АМА-35DP, содержащий в качестве активного компонента производное

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

тиадиазина, в качестве стабилизатора глин – заменитель хлорида калия. Также в составе был использован деэмульгатор. Дозировки биоцида, деэмульгатора и стабилизатора глин не менялись. Испытанные рецептуры приведены в таблице 2.

Таблица 2. Используемые химические реагенты

Химические реагенты		Рецептура № / Загрузка				
		1	2	3	4	5
Биоцид-бактерицид, кг/м <sup>3</sup>	AMA-35D-P	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Гелеобразователь, л/м <sup>3</sup>	WG-51LDS	4,2	4,5	4,5	5,0	5,0
Сшиватель, л/м <sup>3</sup>	DBXL-90	1,5	1,2	1,5	1,5	2,0
Деэмульгатор, л/м <sup>3</sup>	WNE-135	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Стабилизатор глин, л/м <sup>3</sup>	WCS-100	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Брейкер капсулированный, кг/м <sup>3</sup>	WBCap-LT	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
Мгновенный сшиватель, л/м <sup>3</sup>	WGXL-8.2	1,2	1,5	1,2	1,0	1,0

Реологические испытания проводили с использованием НТНР реометра Grace M5600 и вискозиметра Grace M3600 (Grace Instrument Industries, США). Основными определяемыми характеристиками были вязкость линейного и сшитого гелей, время сшивки, термостабильность сшитого геля, а также восстановление вязкости сшитого геля после нагрузок. Результаты определений для указанных рецептур приведены в таблицах 3 и 4.

По результатам проведенных испытаний линейных гелей можно сделать вывод о соответствии только двух рассматриваемых рецептур техническим требованиям (№ 4 и №5). Критичным для вязкости линейного геля является количество добавляемого гелеобразователя, для времени сшивки – количество добавляемых сшивателей. Концентрация сшивателя также оказывает большое значение на качество получаемого сшитого геля, в том числе его термостабильность. Зависимость динамической вязкости линейного геля по рецептуре №5 от времени при температуре испытания 60°C приведена на рисунке 1.

Таблица 3. Параметры технологической жидкости

Определяемый параметр	Согласно техническим требованиям	Значение, полученное для рецептуры №				
		1	2	3	4	5
Вязкость линейного геля, мПа·с	не нормируется	13,8	14,0	14,1	14,2	14,2
Водородный показатель линейного геля, ед. рН	6,0-8,0	7,6	7,4	7,6	7,9	8,0
Водородный показатель сшитого геля, ед. рН	8,5-9,5	8,4	8,3	8,5	8,7	8,8
Время полной сшивки, с	60-120	45	38	43	65	69
Стабильность сшитого геля при пластовой температуре, мин	60±5	54	>60	57	>60	>60

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

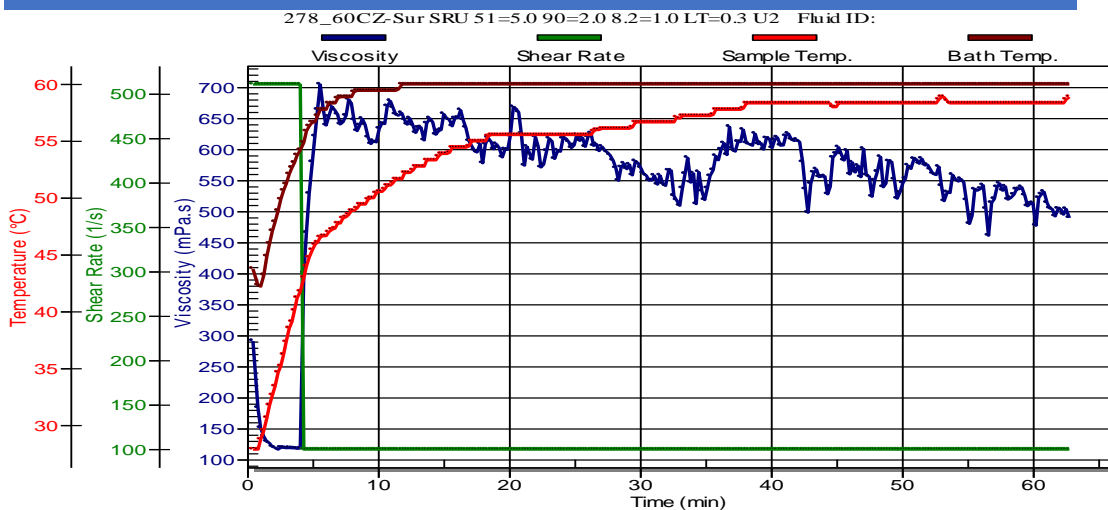


Рисунок 1. График термостабильности сшитого геля №5

Таблица 4. Восстановление вязкости сшитого геля после нагрузок

Показатель	Согласно техническим требованиям	Значение, полученное для рецептуры №				
		1	2	3	4	5
Вязкость через 120 секунд после первого сдвига, мПа·с (не менее)	500	478	523	581	617	734
Время восстановления вязкости после первого сдвига, с (до 400 мПа·с) (не более)	35	47	43	40	36	35
Вязкость через 120 секунд после второго сдвига, мПа·с (не менее)	450	358	423	524	615	635
Время восстановления вязкости после второго сдвига, с (до 400 мПа·с) (не более)	50	74	62	64	52	48
Вязкость через 120 секунд после третьего сдвига, мПа·с (не менее)	400	278	354	422	549	604
Время восстановления вязкости после третьего сдвига, с (до 400 мПа·с) (не более)	80	89	81	75	71	69

Данные, полученные в результате реологических испытаний сшитого геля, позволяют сделать вывод о соответствии рецептуры №5 техническим требованиям. На рисунке 2 представлены результаты реологических испытаний для наиболее перспективной для применения в процессе ГРП рецептуры №5.

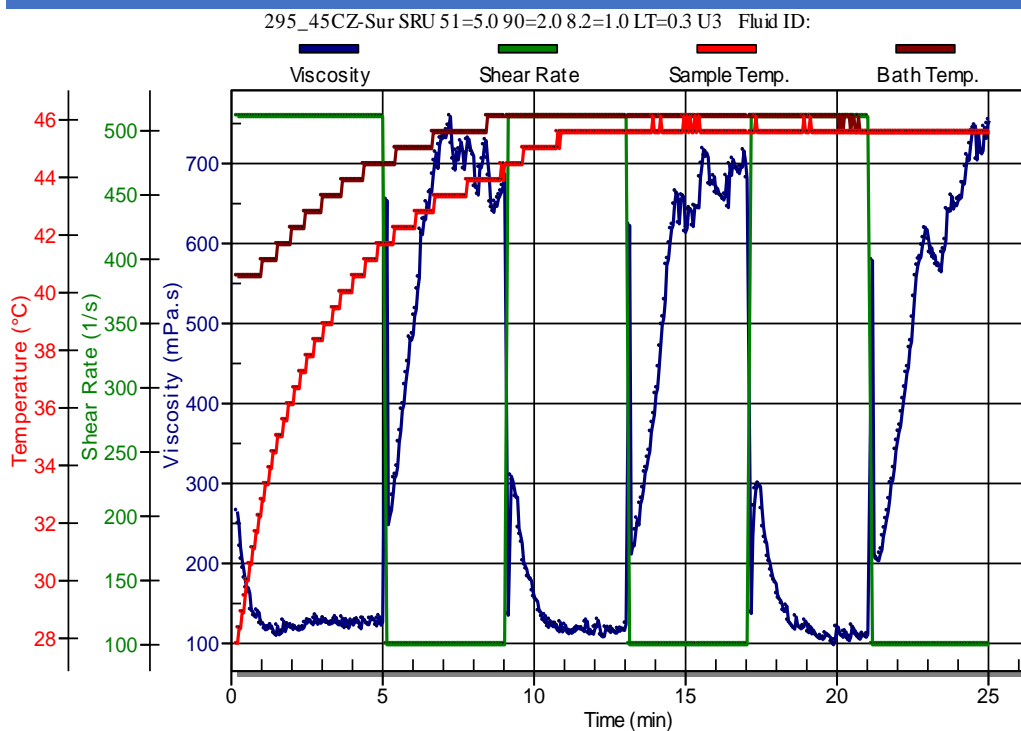


Рисунок 2. График восстановления вязкости сшитого геля по рецептуре №5 при динамических нагрузках

По результатам проведенных испытаний можно сделать следующие основные выводы:

- вязкость линейного и сшитого геля зависит от содержания загеливателя и сшивателя, и может варьироваться в широких диапазонах, что позволяет приготовить технологическую жидкость под конкретные условия;
- технологическая жидкость (линейный и сшитый гели) для гидравлического разрыва пласта, приготовленная по рецептуре №5 на основе химических реагентов компании ООО «ТД «Эконо-Тех», соответствует техническим требованиям нефтяной компании;
- восстановление вязкости технологической жидкости (сшитого геля) после проведения динамических нагрузок, соответствует техническим требованиям нефтяной компании;
- значения вязкости и времени термостабильности технологической жидкости, заявленные компанией ООО «ТД «Эконо-Тех», соответствует техническим требованиям нефтяной компании.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Клевцов А.С., Грищенко Е.Н., Баленко П.С., Иванов А.Н., Лубнин А.А. Особенности планирования и реализации гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых высокорасчлененных пластов олигоцена на шельфовых месторождениях Вьетнама / Нефтяное хозяйство, 2020. – №4. – с. 114-118

2. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России / Нефтяное хозяйство, 2008. – с. 58.
3. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У., Сахибгареев Р.Ш., Вагапов С.Ю. и др. Справочник по добыче нефти. Под ред. К.Р. Уразакова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.:ил.
4. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Афанасьев И.С., Латынов А.Р., Свешников А.В., Усманов Т.С., Пасынков А.Г., Никитин А.Н. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / Нефтяное хозяйство. – 2005. – с. 80.
5. Михайлов С.А., Магадов В.Р., Магадова Л.А. Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей. Научно-технический отчет о выполнении НИР по гранту компании «ВР». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 89 с.
6. Яснюк Т.И., Вязкова Е.А., Анисимова Е.Ю., Цырендашиев Н.Б., Панасенко Н.Л., Цыбуля И.И. Применение водорастворимых полимеров для снижения гидравлического сопротивления трения / Вестник Евразийской науки, 2018. – №3
7. Губарев М. И. Исследование свойств жидкостей гидроразрыва на основе гуаровой камеди / М. И. Губарев ; науч. рук. В. Н. Глотова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – с. 438-440.

# ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ



**АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ  
ФРЕЗЕРОВАННОГО РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО  
НАГНЕТАТЕЛЯ**

*Т.С. Винокуров, А.В. Шадрина*

*Национальный исследовательский Томский  
политехнический университет  
г.Томск, Россия*

**Аннотация.** В работе представлены результаты моделирования и анализ напряженно-деформированного состояния фрезерованного рабочего колеса центробежного нагнетателя. Установлено, что способ вырезания рабочего колеса при появлении трещин или разломов на периферии покрывного диска показал, что максимальное эквивалентное напряжение уменьшилось на 4,27%, однако напряжения на периферии колеса увеличилось почти до 2-х раз. Использование вырезания методом «оромашивания» при выявлении дефектов применимо при эксплуатации рабочих колес центробежного нагнетателя, однако стоит учитывать изменение его КПД.

**Ключевые слова:** рабочее колесо, центробежный нагнетатель, напряженно-деформированное состояние, метод конечных элементов

Одной из причин снижения ресурса центробежных нагнетателей (ЦБН) различных конструкций является возникновение и развитие повреждений рабочего колеса (РК) в процессе эксплуатации, а также при их изготовлении. В большинстве случаев усталостные разрушения возникают из-за интенсивных резонансных колебаний, происходящих вблизи наружного диаметра межлопаточного пространства основного и покрывного диска.

При проявлении различных дефектов или вырыве одной или несколько частей диска на периферийной части РК на расстоянии от края не превышающий 10% от диаметра диска предлагается выполнять фрезерование типа «оромашивание».

Целью данной работы является: определение возможности эксплуатации фрезерованного РК [2] путем изучения напряженно-деформированного состояния (НДС). Для выполнения данной цели поставим следующие задачи:

- оценить основные нагрузки и воздействия на рабочее колесо;
- провести анализ напряженно-деформированное состояние рабочего колеса и лопаток;
- оценить результаты напряженно-деформированного состояния рабочего с вырезами;
- сопоставить результаты рассчитанного рабочего колеса до и после выполнения вырезов.

Для реализации данного исследования применим численное моделирование с помощью метода конечных элементов. В общем случае последовательность численного моделирования ЦБН состоит из: профилирования и создания трехмерной геометрии РК ЦБН и создания сетки конечных элементов (СКЭ), настройки

расчетной модели и программирования решателя, выполнения расчетов и анализа полученных результатов. Моделирование НДС РК возможно реализовать в программном комплексе AnsysWorkbench в модуле Static Structural.

В рамках исследования была разработана модель РК закрытого типа. В результате были определены геометрические размеры модели с помощью упрощенного расчета, представленного научно-инжиниринговой группой «КВиХТ». В работе были приняты следующие исходные данные: давление воздуха на входе  $P_0 = 3,2$  МПа, газовая постоянная  $R = 519$  Дж/(кг·К), массовый расход газа на входе  $= 33,62$  кг/с, плотность газа при стандартных условиях  $\rho_{ст} = 22,17$  кг/м<sup>3</sup> и степени сжатия  $\varepsilon = 1,25$ . Расчетные значения представлены в табл.

Таблица

**Основные геометрические размеры РК**

Диаметр РК на выходе, м	0,423	Диаметр РК у входа, м	0,186	Частота вращения, об/мин	8100
Высота лопатки, м	0,0169	Ширина лопатки на входе, м	0,024	Толщина лопатки, мм	5
Угол наклона лопатки на выходе	49,65	Угол наклона лопаток на входе	52,38	Радиус закругления втулки, м	0,024
Диаметр втулки, м	0,127	Количество лопаток, шт.	16	Радиус покрывающего диска, м	0,032

Предварительно было приняты некоторые допущения: в расчете не учитывалось влияние газодинамических сил и температур, так как по результатам исследования [1] в совокупности возникающие напряжения не превышает 10 % от всей нагрузки; толщина стенок покрывающего и основного дисков приняты равным 4 мм.

На рис.1 представлено эквивалентное напряжение модели РК при номинальном количестве оборотов равное 8100 об/мин.

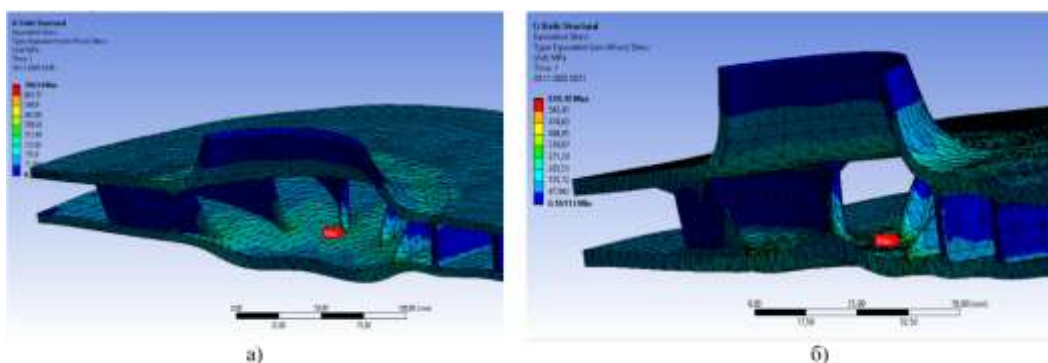


Рис. 1 Распределение напряжения по Мизесу:  
а) до галтелей; б) после галтелей

Максимальное значение напряжения наблюдается в зоне соединения лопаток и стенок покрывающих дисков на входе в РК, которое равно 700 МПа. Данное

значение выполняет условия прочности, однако запас прочности составляет всего 1,12 (при выборе стали марки 30ХН2МФА с пределом текучести 785 МПа), что является достаточно низким показателем. Для увеличения прочности применимы сварные галтели. После построения галтелей можно увидеть заметное уменьшение напряжения до 610 МПа.

На рис. 2 показано распределение эквивалентных напряжений на теле РК до и после вырезания периферийной части. Очевидно, что показатели напряжения у кромок покрывающего и основного диска значительно увеличились. Также можно отметить, что максимальное значение эквивалентного напряжения и суммарного перемещения (рис. 3) уменьшилось на 4,27% и на 6,43% соответственно.

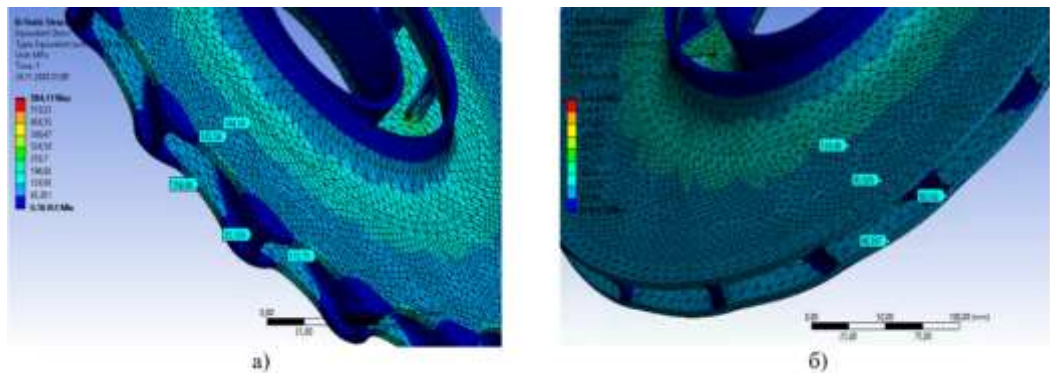


Рис. 2 Распределение напряжений на периферии РК  
а) с вырезами; б) без вырезав

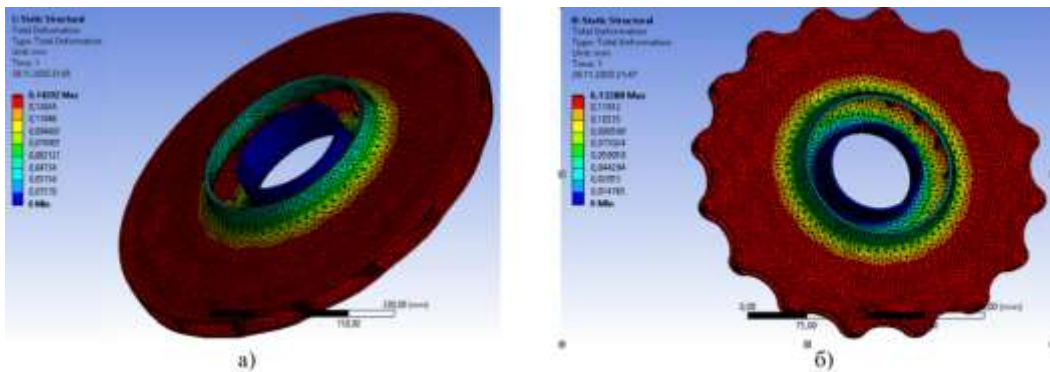


Рис. 3 Общее перемещение  
а) без вырезав; б) с вырезами

Из результатов проведенной работы можно сделать вывод, что способ вырезания рабочего колеса при появлении трещин или разломов на периферии покрывного диска показал хорошие результаты. Максимальное эквивалентное напряжение уменьшилось на 4,27%, однако напряжения на периферии колеса увеличилось почти до 2-х раз. Исходя из результатов можно сказать, что, использования вырезания методом «оромашивания» при выявлении дефектов применимо при эксплуатации РК центробежного нагнетателя. Однако стоит

учитывать изменение КПД работы нагнетателя, но как временное решение при нехватке материального ресурса данный метод имеет место быть.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жернаков В.С. Расчет напряженно- деформированного состояния центробежного колеса компрессора из титанового сплава [Текст] / В.С. Жернаков И. Н. Будилов, А. Н. Ермоленко // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. - 2015. - Т. 19. - № 3 (69). - С. 97-102.
2. Зубков И. С. Численное моделирование течения в проточной части центробежного нагнетателя природного газа [Текст] / И. С. Зубков, В. Л. Блинов. // В сборнике: Актуальные проблемы развития технических наук. Сборник статей участников XXII Областного конкурса научно-исследовательских работ «Научный Олимп» по направлению «Технические науки». Департамент молодежной политики Свердловской области; ГАУ СО «Дом молодежи»; ФГАУ ВО Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина. Екатеринбург, 2020. - С. 29-34.

УДК 622.276.7

### КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ АСПО В ТРУБЕ

*А.В. Тютяев<sup>1,2</sup>, Р.М. Мустаев<sup>1</sup>, И.С. Должикова<sup>2</sup>*

*1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2-ООО «СамараНИПИнефть»*

*[tyutyaev@mail.ru](mailto:tyutyaev@mail.ru)*

**Аннотация.** Образование парафиновых отложений на стенках труб является одной из актуальных проблем нефтегазового комплекса. Для прогнозирования скорости отложения важно моделировать процесс выпадения парафина. В данной работе проведено численное решение фундаментальных уравнений тепло- и массопереноса для определения концентрации парафинов в потоке и на стенке трубы. Рассмотрены физические механизмы образования парафинов, проведена дискретизация задачи, разработан алгоритм и программа расчёта.

**Ключевые слова:** парафиновые отложения, молекулярная диффузия, явления тепло- и массопереноса, конвекция.

Растущая мировая потребность в нефти, наряду с технологическим прогрессом, открыла возможность для добычи и разведки в местах, которые ранее не считались экономически выгодными. Добыча нефти, в том числе, в районах с низкими температурами становится более эффективной, но из-за низкой температуры среды и больших расстояний транспортировки отложения твердых

частиц в скважинном и транспортном оборудовании стали серьезной проблемой для нефтяной промышленности. Выпадение парафина на стенке труб из-за снижения температуры уменьшают диаметр сечения и могут полностью блокировать поток. На сегодняшний день распространенным способом борьбы с отложениями парафина является очистка скребками. Поскольку скребковая обработка является дорогостоящим процессом, для оптимизации частоты скребковой очистки важно прогнозировать толщину отложений в зависимости от времени. Такой прогноз целесообразно делать с учётом математического моделирования процессов теплообмена скважинной жидкости со стенкой трубы.

Поток тепла и массы описывается количественно с помощью уравнений:

$$q'' = -k_f \frac{dT}{dr} \quad (1)$$

$$J'' = -D_{wo} \frac{dC}{dr} \quad (2)$$

Первое уравнение известно как закон Фурье, а второе — как закон Фика. Где  $k_f$  – теплопроводность нефти,  $k_f = \alpha_T \rho C_p$ .  $D_{wo}$  — коэффициент бинарной диффузии парафина в нефти,  $\frac{dT}{dr}$  и  $\frac{dC}{dr}$  – градиент температуры и концентрации соответственно.

$J''$  представляет собой массоперенос на единицу площади, то есть массовый поток.  $q''$  представляет собой теплопередачу на единицу площади, то есть тепловой поток,  $\alpha_T$  – коэффициент температуропроводности.

Турбулентное течение усложняет явление переноса. Для математического описания теплообмена в турбулентных потоках используется теория длины смешения Прандтля [1]. Длина перемешивания, представляющая длину, на которую жидкость перемещается из-за завихрения, используется для математического расчета коэффициента вихревой диффузии, эквивалентного молекулярному коэффициенту диффузии.

$$q'' = -(\alpha_T + \varepsilon_h) \frac{dT}{dr} \quad (3)$$

$$J'' = -(D_{wo} + \varepsilon_m) \frac{dC}{dr} \quad (4)$$

Массовая и тепловая диффузии,  $\varepsilon_h$  и  $\varepsilon_m$ , определяются из теории длины смешения Прандтля [2]:

$$\frac{\varepsilon_m}{D_{wo}} = \frac{Sc}{Sc_T} \frac{\varepsilon}{\nu} \quad (5)$$

$$\frac{\varepsilon_h}{\alpha_T} = \frac{Pr}{Pr_T} \frac{\varepsilon}{\nu} \quad (6)$$

Где  $S_C$  и  $Pr$  – числа Шмидта и Прандтля, а  $S_{CT}$  и  $Pr_T$  – их турбулентные аналоги соответственно,  $\nu$  — кинематическая вязкость нефти или конденсата,  $\varepsilon$  — коэффициент, который находится из уравнения Ван Дрифта [3]:

$$\frac{\varepsilon}{\nu} = (ky^+)^2 \left[ 1 - \exp\left(\frac{-y^+}{A}\right) \right]^2 \left| \frac{dV_z^+}{y^+} \right| \quad (7)$$

$y^+$  и  $V_z^+$  — безразмерное нормальное расстояние и скорость стенки, нормированные на  $u_\tau$  — скорость трения, определяемая по формуле:

$$u_\tau = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (8)$$

Где  $\tau_w$  — напряжение сдвига стенки, а  $\rho$  — плотность жидкости. Безразмерная скорость зависит от его безразмерного расстояния от стенки следующим образом

$$\begin{cases} y^+, & y^+ \leq 5 \\ 5 \ln y^+ - 3.05, & 5 < y^+ < 30 \\ 2.5 \ln y^+ + 5.5, & y^+ \geq 30 \end{cases} \quad (9)$$

$$\text{где } y^+ = \frac{y}{\nu} \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} = \left(1 - \frac{r}{R}\right) \frac{Re}{2} \sqrt{\frac{f}{8}}, \quad f = \frac{0.305}{Re^{0.25}}, k = 0.4, A = 26 \quad (10)$$

Конвективный перенос описывается соотношениями:

$$J'' = h_m(C_b - C_s) \quad (11)$$

$$q'' = h(T_b - T_s) \quad (12)$$

$T$  – температура,  $C$  – концентрация. Индексы  $s$  и  $b$  обозначают свойства на поверхности и на оси соответственно.  $h_m$  и  $h$  — массовый и теплообменный коэффициенты соответственно. Коэффициент теплопередачи можно найти из следующего уравнения:

$$h = \frac{-k_f \frac{\partial T}{\partial y} \Big|_{\text{на стенке}}}{T_s - T_b} \quad (13)$$

Аналогичным образом можно найти коэффициент массообмена:

$$h = \frac{-D_{w0} \frac{\partial C}{\partial y} \Big|_{\text{на стенке}}}{C_s - C_b} \quad (14)$$

Для упрощения анализа введены безразмерные числа для уравнений конвективного теплопереноса. Для переноса тепла и массы числа Нуссельта и Шервуда представляют собой безразмерные коэффициенты конвективного тепло- и массопереноса соответственно. Число Нуссельта и число Шервуда определяются следующим образом[3]:

$$Nu = \frac{h D}{k_f} \quad (15)$$

$$Sh = \frac{h_m D}{D_{wo}} \quad (16)$$

Путем объединения уравнения 14 и уравнения 16 с уравнением 15 и уравнением 13 соответственно получаются два следующих соотношения:

$$Nu = \frac{-2r_i f \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_i}}{T_b - T_i} \quad (17)$$

$$Sh = \frac{-2r_i f \frac{\partial C}{\partial r} \Big|_{r=r_i}}{C_b - C_i} \quad (18)$$

$r_i$  обозначает радиальное расстояние.

Двумя другими важными безразмерными величинами являются числа Шмидта и Прандтля. Они определяются следующим образом:

$$Pr = \frac{\nu}{\alpha_T} = \frac{c_p \mu}{k_f} \quad (19)$$

$$Sc = \frac{\nu}{D_{wo}} \quad (20)$$

В турбулентном течении существует два аналогичных числа:

$$Sc_T = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_m} \quad (21)$$

$$Pr_T = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_h} \quad (22)$$

Их называют турбулентным числом Шмидта и числом Прандтля соответственно.

По мере снижения температуры у стенки и выпадения парафина из нефти концентрация растворенных молекул уменьшается. Это создает движущую силу для молекулярной диффузии, которая приводит к радиальному профилю концентрации в трубе.

Учет осаждения парафина не только в непосредственной близости от стенки, но и в объеме потока влияет на градиент концентрации. Если расстояние от стенки трубы на котором достигается температура начала кристаллизации парафинов (ТНКП)  $y_{WAT} > 0$ , крошечные кристаллиты парафина могут расти внутри объема.



## ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Если присутствуют объемные отложения, градиент концентрации будет существовать где-то посередине между независимо установленным профилем концентрации и профилем растворимости. Скорость осаждения является функцией перенасыщения, умноженной на константу скорости осаждения.

$$G = k_r(C - C_{wo}) \quad (23)$$

Где  $C$  — концентрация в интересующем положении, а  $C_{wo}$  — растворимость парафина в нефти.  $k_r$  — постоянная скорости осаждения. Объемные осадки не возникают при ламинарном течении, а происходят только при переходе в турбулентный режим.

Вводя  $\alpha_{tot} = \alpha_T + \epsilon_h$ , мы получаем:

$$V_z \frac{\partial T}{\partial z} = \alpha_{tot} \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\alpha_{tot}}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \quad (24)$$

Та же процедура следует для уравнения массопереноса:

$$V_z \frac{\partial T}{\partial z} = D_{wo,tot} \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{D_{wo,tot}}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + k_r \quad (25)$$

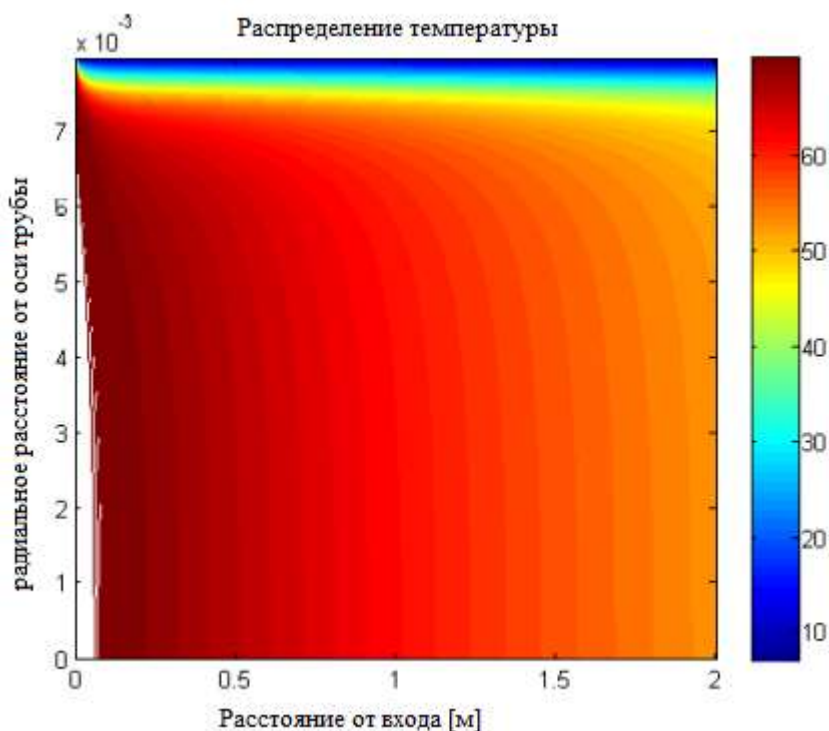


Рисунок 1. Распределение температуры в трубе

На рис.1 показано распределение температуры в потоке. На рис. 2 показано, как на градиенты концентрации влияют кристаллизация парафинов потоке. Чем выше константа скорости осаждения, тем ниже профили концентрации. Также установлено, что число Шервуда, представляющее собой безразмерный

коэффициент массопереноса, уменьшается с увеличением константы скорости осаждения.

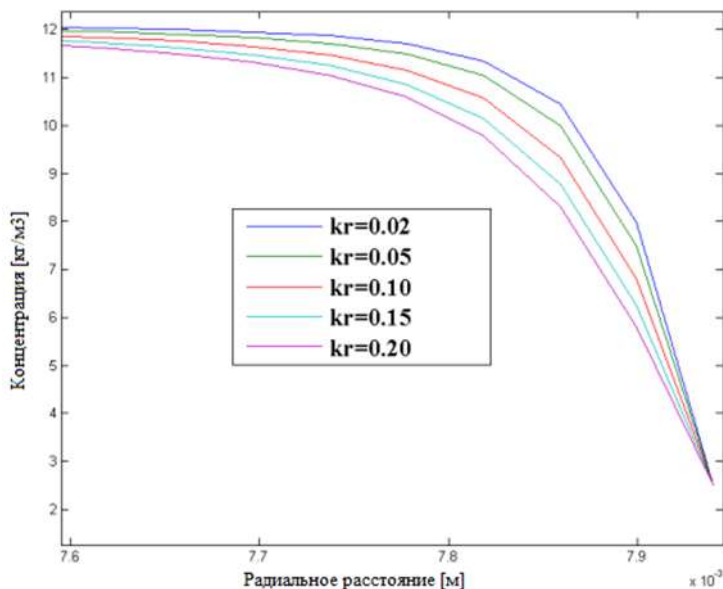


Рисунок 2. График изменения профиля концентрации вблизи стенки при концентрации парафина в потоке

В предположении, что основным механизмом, способствующим выпадению парафинов, является молекулярная диффузия, разработана математическая модель процессов тепломассообмена в трубе. Выпадение парафина влияет на градиент концентрации, что влияет на скорость осаждения. Численным решением уравнений тепло- и массопереноса установлено уменьшение скорости отложений на стенке из-за уменьшения концентрации парафинов в потоке.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. P.H. Oosthuizen and D. Naylor. Introduction to Convective Heat Transfer Analysis/ Mc Graw Hill, 1999. – 620 p.
2. C. J. Geankoplis. In Transport Processes and Separation Process Principles/ Prentice Hall, 2003. – 1026 p.
3. F.P. Incropera and D.P. Dewitt. Fundamentals of Heat and Mass Transfer, volume 5/ Wiley India Pvt. Limited, 2002. – 944 p.
4. R Venkatesan. The Deposition and Rheology of Organic gels /PhD thesis, University of Michigan, 2004. – 210 p.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И  
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

**ОБЗОР БИБЛИОТЕКИ XGBOOST. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ  
ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА В  
ЭЛЕКТРОМЕХАНИКЕ**

*Д.А. Владимиров, А.А. Горячкин, Я.А. Ратцев*

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», кафедра «ЭМАЭ»*

*Самара, Россия, [em@samgtu.ru](mailto:em@samgtu.ru)*

**Аннотация:** В данной статье описаны основные библиотеки машинного обучения и языка Python, а также их внедрение в различные отрасли науки. Также обозначена возможность внедрения этих библиотек в отрасль электромеханики, а конкретно – сформулирована первоначальная задача по разработке соответствующей программы для изучения свойств высококоэрцитивных постоянных магнитов и прогнозирования их характеристик на определенном временном промежутке.

**Ключевые слова:** синхронный генератор, постоянные магниты, python, машинное обучение, математическая модель, алгоритм

Синхронные генераторы с магнитоэлектрическим возбуждением становятся всё более распространенными во многих отраслях промышленности и жизни. Они обладают высокой надежностью, относительной простотой конструкции, имеют низкие массогабаритные характеристики, также высокую удельную мощность и момент. Именно эти особенности позволяют этим генераторам эффективно покрывать широкий спектр требований, которые существуют в транспортной, нефтегазовой, станкостроительной и аэрокосмической отраслях.

Диапазон частот синхронных генераторов с постоянными магнитами (СГ с ПМ) довольно широк и начинается от самых малых значений до 200000 об/мин и более [1]. Также важно сделать акцент на критические условия работы таких электрических машин. В связи с этими факторами для обеспечения бесперебойной работы агрегатов очень важным является своевременный прогноз состояния магнитной системы генераторов, а в частности – высококоэрцитивных постоянных магнитов. Такую процедуру можно осуществить с помощью математических моделей машинного обучения (Machine Learning, Deep Learning), созданных на основе современных и одновременно интуитивно понятных языков программирования. Одним из наиболее часто используемых языков в области машинного обучения является Python.

Python – это универсальный язык, предназначенный для любых разноплановых задач. Этот язык программирования прост и позволяет даже с базовыми знаниями достаточно быстро приступить к работе. Язык не имеет статической типизации, но имеет встроенные типы данных, такие как числа с плавающей точкой, комплексные числа, что является очень важным для систем переменного тока, и т.д. Возможно также создание различных сценариев и подключаемых модулей на языке, которые можно встраивать в другие программы на иных языках программирования.

Благодаря своей относительной простоте и синтаксису, достаточному для интуитивного понимания языковой структуры, Python широко используется для решения сложных математических задач, что подчеркивает актуальность проблемы, обозначенной в этой статье.

Проблемой внедрения языка программирования Python в различные области науки начали заниматься с момента выпуска языка. Python используется для научных вычислений [2] и инженерных расчетов [3]. В других областях этим вопросом продолжают заниматься многие ученые, такие как Звягин Д.Е., изучающий основы нейросетевого моделирования [4], Казнади С.К, исследующий связь языков Python и R и возможности внедрения их в различные области науки [5], и другие.

Одной из особенностей языка и его несомненным плюсом является его мультиплатформенность [6]. Python имеет поддержку как в самых разных версиях Windows, так и Linux. Этот язык программирования обладает множеством различных библиотек для самых своеобразных нужд.

Рассматривая возможность проектирования модели машинного обучения для прогнозирования состояния магнитов при работе в области критических температур, потребуется большое количество различных модулей и библиотек, успешно внедренных в различные области науки, таких как: XGBoost, matplotlib, math, scikit-learn, numpy.

Рассмотрим некоторые особенности алгоритма XGBoost.

XGBoost – алгоритм машинного обучения, который основан на дереве поиска решений. В нем используется фреймворк градиентного бустинга. В задачах предсказания, использующих неструктурированные данные, такие как изображения или текст, искусственная нейронная сеть превосходит иные алгоритмы и фреймворки. Если же требуется обрабатывать структурированные или табличные данные сравнительно небольших размеров, для данных целей как раз и нужны алгоритмы, основанные на дереве поиска решений.

Так в [7] рассматривается градиентный бустинг и сравниваются результаты расчета разных методов.

Особенности фреймворка:

- 1) широкая область применения: может быть использован для решения задач регрессии, классификации, упорядочения и пользовательских задач на предсказание;
- 2) совместимость с Windows, Linux и OS X;
- 3) языки: поддерживает большинство ведущих языков программирования, например, C++, Python, R, Java, Scala и Julia;
- 4) облачная интеграция – поддерживает кластеры AWS, Azure и Yarn, хорошо работает с Flink, Spark.

Параллельно с разработкой нейросети, ориентированной на прогноз состояния магнита важно постоянно совершенствовать и отслеживать данные по текущим характеристикам исследуемой электрической машины. Данную процедуру можно совершить при помощи компьютерного моделирования в программном комплексе Ansys Maxwell по заранее заданной геометрии генератора.

Эти модели можно успешно применить в расчетах и исследовании синхронных генераторов с постоянными магнитами [8].

## ВЫВОДЫ

В работе произведен краткий обзор одного из основных фреймворков для машинного обучения, а также описаны свойства языка программирования Python. На основании имеющихся расчетных и аналитических данных, а также после проведения первичного анализа библиотек машинного обучения можно приступить к разработке будущей математической модели, все перечисленные библиотеки широко используются в различных научных областях и могут беспрепятственно внедряться в область электромеханики.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электромеханические системы с высококоэрцитивными постоянными магнитами / Ф.Р. Исмагилов, А.А. Герасин, И.Х. Хайруллин, В.Е. Вавилов. – М.: Машиностроение, 2014. – 267 с. – EDN TXFHOB.
2. Oliphant T.E. Python for Scientific Computing // Computing in Science & Engineering. May 2007. Vol. 3. No. 9. pp. 10-20.
3. Millman K.J., Aivazis M. Python for Scientists and Engineers // Computing in Science & Engineering. 2011. Vol. 2. No. 13. pp. 9-12.
4. Цуканова, Н.И. Программирование глубоких нейронных сетей на языке Python / Н.И. Цуканова. – М.: Общество с ограниченной ответственностью Издательство "КУРС", 2021. – 224 с. – ISBN 978-5-907352-73-5. – EDN YRONAT.
5. Казнади, С.К. Python и R в анализе данных / С.К. Казнади // Образование и наука в современных реалиях: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Чебоксары, 04 июня 2018 года / Редколлегия: О.Н. Широков [и др.]. – Чебоксары: Общество с ограниченной ответственностью "Центр научного сотрудничества "Интерактив плюс", 2018. – С. 259-261. – EDN XRWYUP.
6. Звягин, Д.Е. Основы нейросетевого моделирования на языке Python в пакетах Keras и scikit-learn / Д.Е. Звягин, Т.М. Алексеева // Перспективные исследовательские проекты 2022: Сборник статей Международного научно-исследовательского конкурса, Петрозаводск, 26 апреля 2022 года. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская И.И.), 2022. – С. 48-55. – EDN VTXRUL.
7. Хапкин А. Пишем XGBoost с нуля – часть 2: градиентный бустинг [Электронный ресурс] // Хабр: [сайт]. [07.02.2019]. URL: <https://habr.com/ru/company/vk/blog/438562/> (дата обращения: 16.08.2022).
8. Татевосян, А.А. Разработка, моделирование и экспериментальное исследование синхронного генератора с постоянными магнитами / А.А. Татевосян, Е.Г. Андреева // Промышленная энергетика. – 2019. – № 4. – С. 20-28. – EDN UQNOHF.

АНАЛИЗ ТОПОЛОГИИ РОТОРА ГЕНЕРАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Ю.В. Зубков, Д.А. Владимиров

ФГБОУ ВО «СамГТУ», кафедра «ЭМАЭ»

Самара, Россия, [em@samgtu.ru](mailto:em@samgtu.ru)

**Аннотация:** В данной статье проведен анализ конструкций генератора собственных нужд газоперекачивающего агрегата. Решены полевые 2D задачи в программном комплексе Ansys Maxwell, представлены результаты решения, сделан выбор конструкции индуктора генератора путем сравнения различных топологий.

**Ключевые слова:** синхронный генератор, магнитоэлектрическое возбуждение, метод конечных элементов

### 1. Введение

В настоящее время в различных сферах широко используются синхронные генераторы с магнитоэлектрическим и гибридным возбуждением. Данные машины успешно выдерживают конкуренцию по отношению к другим типам генераторов. Во многом это стало возможным с появлением магнитотвердых сплавов на основе редкоземельных материалов. Такие генераторы отличаются высокими энергетическими показателями, относительно небольшой массой и габаритами по сравнению с аналогами [1]. Благодаря своим свойствам синхронные генераторы с магнитоэлектрическим возбуждением с успехом используются в тяжелых условиях эксплуатации. Например, сферами применения таких электрических машин являются: железнодорожный транспорт, специальная гусеничная и колесная техника [2], ветроэнергетика, газоснабжение [3]. На стадии их проектирования важной задачей является выбор конструкции генератора. В рамках разработки синхронного генератора с магнитоэлектрическим возбуждением для нужд газоснабжения был проведен расчет генератора, технические данные которого приведены в таблице 1.

### Технические данные генератора

Таблица 1.

Номинальная мощность, кВт	370
Номинальное напряжение, В	660
Количество фаз	3
Способ соединения фаз статора	Звезда
Количество пар полюсов	6
Число пазов	54
Номинальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>	5300
Максимальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>	5565
Минимальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>	3750
Способ возбуждения	Магнитоэлектрическое
Длина сердечника статора, мм, не более	260
Постоянные магниты	NdFeB N38UH
Материал магнитопроводов (толщина листа 0,5 мм)	Сталь 2412
Температура ПМ (предварительно)	100
Обмоточный провод	ПЭТ-200
Охлаждение	принудительное воздушное продувом вдоль оребренного корпуса
Режим работы	S1



## 2. Моделирование в Ansys Maxwell

Для моделирования в программном комплексе Ansys Maxwell были спроектированы две конструкции генератора с различным расположением постоянных магнитов в сердечнике индуктора: IPM (insert permanent magnet) и SPM (surface permanent magnet). Их поперечные сечения показаны на рис.1.

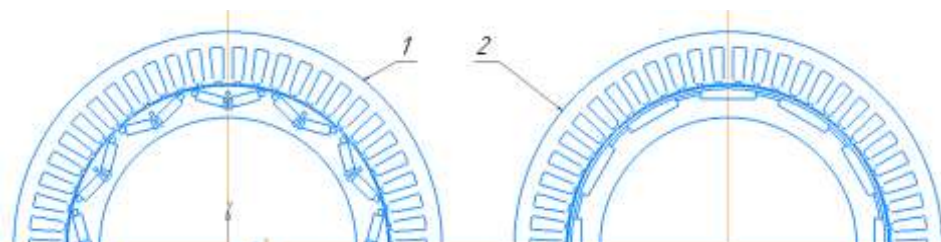


Рис.1. Поперечное сечение синхронного генератора с магнитоэлектрическим возбуждением

1 – СГ с инкорпорированными магнитами; 2 – СГ с поверхностными магнитами

В Maxwell методом конечных элементов решена задача нестационарного магнитного поля, определены кривые ЭДС холостого хода и напряжения при нагрузке [4]. При сопоставлении обеих конструкций индуктора сравнивались: ЭДС холостого хода, выходное напряжение под нагрузкой, а также интенсивность магнитного поля в элементах магнитопровода генератора. Для задания свойств постоянных магнитов использовалась кривая размагничивания ПМ N38UH.

### 2.1. Режим холостого хода

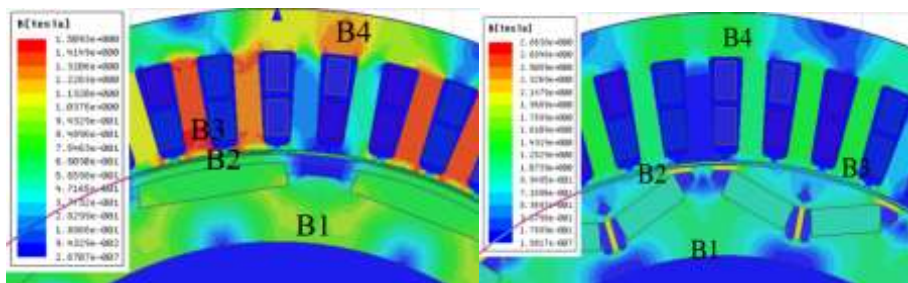


Рис.2. Картина поля СГ

а – с поверхностными магнитами, б – с инкорпорированными магнитами

### Значения магнитной индукции в элементах магнитопровода в режиме ХХ

	SPM	IPM
Индукция в спинке индуктора, Тл	$B_1 = 0,855$	$B_1 = 1,12$
Индукция в зазоре по оси полюса, Тл	$B_2 = 0,74$	$B_2 = 0,683$
Макс.индукция в зубцах, Тл	$B_3 = 1,4$	$B_3 = 1,172$
Индукция в спинке якоря, Тл	$B_4 = 1,264$	$B_4 = 1,289$

На рис.3. показаны кривые фазных ЭДС генератора в режиме холостого хода, из которых видно, что амплитудное значение ЭДС SPM и IPM генераторов составило 547,8В и 542,2В, а действующее (среднеквадратичное) значение 388,5В и 384,6В соответственно.

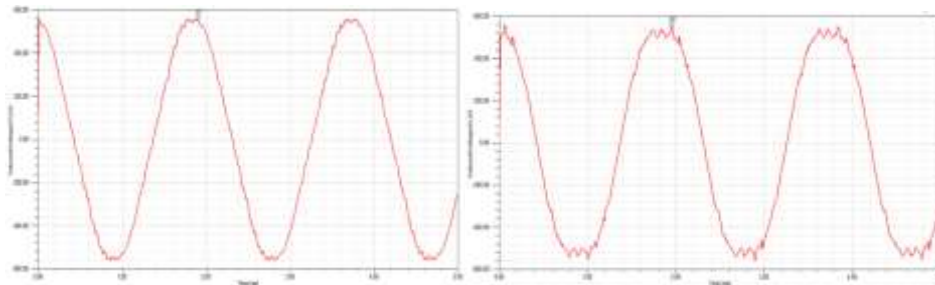


Рис.3. ЭДС холостого хода СГ:

а – с поверхностными магнитами; б – инкорпорированными магнитами

## 2.2. Нагрузочный режим

Генератор подключен к активной симметричной нагрузке величиной 1,2 Ом, обмотки соединены в звезду.

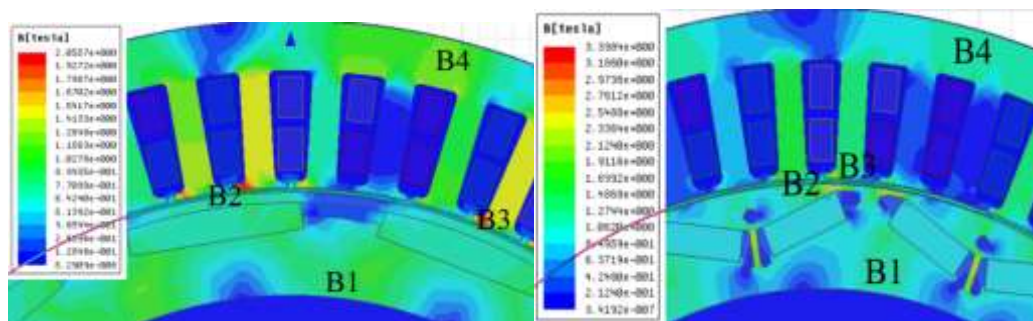


Рис.4. Картина поля СГ: а – с поверхностными магнитами, б – с инкорпорированными магнитами

### Значения магнитной индукции в элементах магнитопровода в нагрузочном режиме

	SPM	IPM
Индукция в спинке индуктора, Тл	$B_1 = 0,952$	$B_1 = 1,203$
Индукция в зазоре по оси полюса, Тл	$B_2 = 0,71$	$B_2 = 0,868$
Макс.индукция в зубцах, Тл	$B_3 = 1,91$	$B_3 = 2,015$
Индукция в спинке якоря, Тл	$B_4 = 1,197$	$B_4 = 1,321$

На рис.5 показаны кривые выходного напряжения генератора.

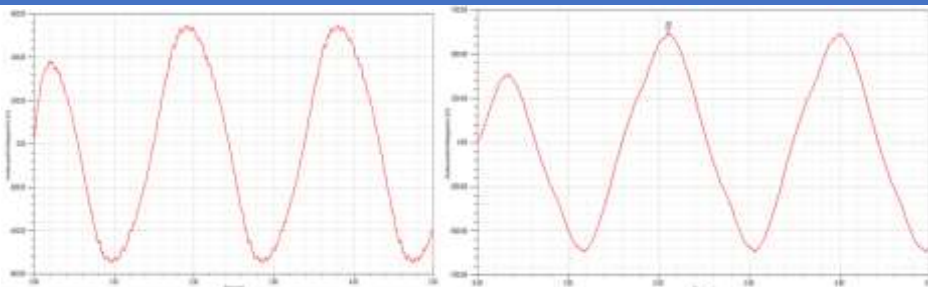


Рис5. Выходное напряжение СГ:

а - с поверхностными магнитами, б – с инкорпорированными магнитами

Значения фазного напряжения в нагрузочном режиме составили для машины SPM  $U_m = 542,2\text{В}$ ;  $U_\delta = 384,5\text{В}$ , у IPM генератора  $U_m = 613,3\text{В}$ ;  $U_\delta = 435,0\text{В}$ .

### Заключение

По результатам исследований можно сделать следующий вывод - машина с инкорпорированными ПМ более предпочтительна для использования в качестве генератора собственных нужд. Это объясняется:

- меньшими пульсациями выходного напряжения в нагрузочном режиме, что позволяет уменьшить массу и габариты фильтра в системе выпрямитель – инвертор;
- более близкой к синусоиде формой напряжения, меньшим содержанием высших гармонических и низким уровнем добавочных потерь;
- конструкция ротора генератора с инкорпорированными магнитами не требует специальных мер для фиксации ПМ и поэтому более предпочтительна при высоких частотах вращения;
- значения индукции в элементах магнитопровода ниже, чем у генератора с поверхностными ПМ, меньше потери в стали и выше КПД при прочих равных условиях.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электромеханические системы с высококоэрцитивными постоянными магнитами / Ф. Р. Исмагилов, А. А. Герасин, И. Х. Хайруллин, В. Е. Вавилов. – Москва : Машиностроение, 2014. – 267 с. – EDN TXFHOB.
2. Татевосян, А. А. Разработка, моделирование и экспериментальное исследование синхронного генератора с постоянными магнитами / А. А. Татевосян, Е. Г. Андреева // Промышленная энергетика. – 2019. – № 4. – С. 20-28. – EDN UQNOHF.
3. Зубков, Ю. В. Методология проектирования бесщеточных генераторов с магнитоэлектрическим возбуждением с учетом результатов анализа магнитного поля / Ю. В. Зубков // Вестник транспорта Поволжья. – 2018. – № 2(68). – С. 20-27. – EDN NXIJAN. Цуканова, Н. И. Программирование глубоких нейронных сетей на языке Python / Н. И. Цуканова. – Москва : Общество с ограниченной ответственностью Издательство "КУРС", 2021. – 224 с. – ISBN 978-5-907352-73-5. – EDN YRONAT.

4. Матюнин, П. А. Синтез и анализ высокоэффективных магнитных систем электрических машин на постоянных магнитах / П. А. Матюнин, С. В. Молчанов, С. Н. Чижма // Балтийский морской форум : материалы VIII Международного Балтийского морского форума : в 6 т., Калининград, 05–10 октября 2020 года. – Калининград: Калининградский государственный технический университет, 2020. – С. 506-512. – EDN LRJIDD.

УДК 004.896:[622.276+622.692]

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

*М.В. Петровская*

*СамГТУ, Самара, Россия, [petrovsk\\_m\\_v@mail.ru](mailto:petrovsk_m_v@mail.ru)*

Подходы, основанные на алгоритмах искусственного интеллекта достаточно перспективны, чтобы на них можно было полагаться не меньше, чем на классические физические методы. Эти алгоритмы обучаются на данных и выявляют на их основе неявные закономерности. Нефтяная промышленность как сфера, где ежесекундно генерируются огромные объемы данных, представляет большой интерес для этой новой технологии. Поскольку нефтяная и газовая промышленность находятся на переходном этапе к цифровизации, наблюдается растущее стремление к интеграции моделирования на основе данных и алгоритмов машинного обучения в различные задачи.

**Ключевые слова:** инновации, нефтегазовая отрасль, оптимизация технологий, искусственный интеллект, машинное обучение.

Искусственный интеллект (ИИ) стремится имитировать процесс принятия решений человеком. Подмножество методов искусственного интеллекта, известных как машинное обучение (англ. machine learning, ML) позволяет компьютерам научиться действовать вне рамок их запрограммированного поведения, используя внешние данные. ML произвела революцию во множестве отраслей и областей исследований, благодаря невероятно широкому спектру применений. С появлением устройств Интернета вещей (IoT) и больших данных (BigData) ML является одной из наиболее важных технологий, обеспечивающих получение полезной информации из данных. Технологии ИИ привлекают значительное внимание из-за их быстрой скорости реагирования и высокой способности к обобщению.

Машинное обучение демонстрирует хороший потенциал для улучшения традиционных подходов в широком спектре вопросов разработки месторождений. Нефтегазовая промышленность быстро переходит к оцифровке нефтяных месторождений, и наблюдается все большее стремление применять моделирование на основе данных и алгоритмы ML для решения различных задач.

Алгоритмы машинного обучения можно очень эффективно применять для решения трех основных типов задач: создание суррогатных моделей для снижения вычислительных затрат; построение моделей для задач, требующих вмешательства человека и знаний для анализа; и построения моделей машинного обучения для сложных проблем, решение которых ранее было непрактичным. ML приносит наибольший успех в сферах, где среда проста, данные легко доступны, а решения не требуют больших затрат. И несмотря на то, что большинство случаев использования машинного обучения в нефтяной промышленности не соответствуют ни одному из этих критериев, поскольку среда обычно неоднородна, решения дороги (например, бурение скважины), а данные носят спорадический характер, инвестиции в долгосрочные проекты за счет эффективного применения технологий ИИ могут принести большую выгоду.

Сегодня применение алгоритмов ML к задачам нефтяной инженерии требует решения множества проблем. Одна из проблем заключается в том, что данные часто поступают в большом объеме, с широким диапазоном разнообразия (возможное множество различных форматов данных) и достоверности, а также с высокой скоростью. Отрасль использует структурированные и неструктурированные данные для отслеживания производства, безопасности и технического обслуживания. Ежедневно с помощью скважинных и поверхностных датчиков, установленных на эксплуатационном оборудовании в нефтяной промышленности, генерируется огромное количество разнообразных данных, при этом получение точных данных обычно сложно или невозможно и может быть дорогостоящим. В результате получение достаточного количества высококачественных данных для обучения и проверки является распространенной проблемой, что приводит к неопределенности и аномалиям в обучающих выборках. Кроме того, необработанные данные практически всегда не готовы для алгоритмов ML и нуждаются в предварительной обработке и очистке. Возникает риск того, что сформированные обучающие выборки приведут к искажениям в моделях, что затруднит извлечение полезных знаний из данных.

Также важно отметить, что такие данные обычно хранятся в корпоративных хранилищах, а соответствующие соображения конфиденциальности и конкурентных преимуществ недоступны для широкого круга заинтересованных специалистов из академической среды, активно работающих в этом направлении.

Гибридное моделирование, которое объединяет алгоритмы ML с методами, основанными на физике, можно рассматривать как способ смягчения вышеупомянутых проблем. Кроме того, представляется весьма перспективным относительно недавно предложенный метод переносного обучения, при котором в качестве отправной точки используется предобученная модель, которая затем дообучается на собственных данных объекта моделирования.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шахмаров, Ф. А. ИТ-технологии в нефтегазовой отрасли / Ф. А. Шахмаров, О. О. Горшкова // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022 : Материалы VI Международной научно-практической конференции, Тюмень, 22 апреля 2022 года / Отв. редактор С.Н. Нагаева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 226-229.



2. Муравьева, Е. А. Разработка метода управления процессом добычи на нефтегазовых месторождениях с использованием искусственного интеллекта / Е. А. Муравьева, М. И. Шарипов, А. И. Кубряк // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2020. – Т. 16. – № 1. – С. 62-68.
3. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти / Л. С. Бриллиант, М. Р. Дулкарнаев, М. Ю. Данько [и др.] // Недропользование XXI век. – 2020. – № 4(87). – С. 98-107.
4. Учет геолого-геофизических факторов при построении нейросетевых моделей выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. Д. Черников, Н. А. Еремин, Е. А. Сафарова, А. В. Горева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 2(350). – С. 20-24.
5. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, Л. А. Захаров, Т. А. Шадров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 140-149.

УДК 519.87

## ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА МЕР БЕЗОПАСНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ

*С.А. Башарина, П.В. Алышев*

*СамГТУ, Самара, Россия, [petrovsk\\_m\\_v@mail.ru](mailto:petrovsk_m_v@mail.ru)*

Оптимальный выбор мер безопасности является сложной задачей из-за его важности, сложности и неспособности традиционных подходов учесть все аспекты оптимального выбора. Сложные математические модели могут быть использованы для преодоления ограничений традиционных подходов. Тем не менее, установление целевых функций с учетом их приоритетов, а также возможного синергетического воздействия мер безопасности на риски по-прежнему являются одними из основных проблем при разработке и применении математических моделей.

**Ключевые слова:** меры безопасности, оценка риска, лексикографическая модель, генетический алгоритм, многоцелевая оптимизация.

Идентификация мер безопасности и их оптимальный выбор играют ключевую роль в реализации стратегий управления рисками. Чтобы найти оптимальный набор мер безопасности, обычно производят оценку на основе различных аспектов, таких как их стоимость и вклад в снижение системных рисков. На эти аспекты, в свою очередь, влияют два основных фактора: доступные ресурсы (например, бюджет) и политика управления безопасностью. Возникает необходимость разработки методологии для ранжирования и отбора мер безопасности с учетом одного или обоих факторов.

Классически меры безопасности подразделяются на три категории: (1) инженерные меры, такие как ограждение, блокировки, защита машин и вытяжная вентиляция, (2) административные меры, такие как обучение, разрешения на работу и знаки, и (3) средства индивидуальной защиты. Приоритет каждой меры безопасности определяется ее категорией: например, меры безопасности в инженерной категории обычно предпочтительнее мер безопасности в административной категории.

Большинство разработанных методологий не учитывают синергию мер безопасности: несколько мер безопасности могут быть применимы как для контроля, смягчения или устранения последствий одной опасности; так и могут влиять на несколько опасностей. Таким образом, для оптимального выбора крайне важно идентифицировать все соответствующие меры безопасности и исследовать их потенциальные синергетические эффекты, совпадения и зависимости. Из-за возможных синергий и зависимостей общее снижение риска в результате набора мер безопасности не обязательно будет равно сумме индивидуальных снижений риска.

Методы математической оптимизации значительно улучшили время и точность оптимального выбора мер безопасности, одновременно учитывая различные факторы, однако разработанные методы, как правило, не учитывают взаимодействие и перекрытие мер безопасности или приоритет целевых функций в соответствии с политиками управления безопасностью.

Чтобы устранить недостатки предыдущих моделей, мы разрабатываем многоцелевую математическую модель на основе генетического алгоритма для оптимального выбора мер безопасности. С этой целью для определения опасностей используется метод HAZOP. Для рассмотрения возможных совпадений между мерами безопасности используется новая пессимистическая стратегия, в то время как для рассмотрения приоритета целевых функций используется лексикографическая функция.

На первом этапе производится идентификация опасности и оценка рисков. Здесь должны быть определены все потенциальные опасности системы, например, с использованием HAZOP, FMEA, JHA, HAZID. На основе доступной информации, размера и сложности системы, а также опыта и знаний аналитика, можно использовать любой из вышеперечисленных методов, если можно идентифицировать опасности, их риски и соответствующие меры безопасности.

На втором этапе выполняется идентификация и оценка мер безопасности. Должны быть определены все возможные меры, затем каждую из них необходимо оценить с учетом ее стоимости и влияния на риск опасности. Стоимость каждой меры состоит из всех сопутствующих затрат, таких как поставка, внедрение, техническое обслуживание и стоимость обучения. Риск каждой опасности может быть уменьшен за счет снижения вероятности ее возникновения или тяжести ее последствий. Для анализа влияния мер безопасности на опасность необходимо оценить изменение критериев риска для каждой опасности до и после ее внедрения.

На следующем этапе производится моделирование синергетического эффекта: когда к опасности может быть применено более одной меры безопасности, которые не являются взаимно независимыми, взаимодействие между ними должно быть измерено и принято во внимание.

В новой методике планируем использовать пессимистическую стратегию для учета взаимодействия мер безопасности. В этой стратегии при применении более



чем одной меры вместо обновленного риска, который может возникнуть в результате реализации всех мер безопасности, рассматривается только минимальный обновленный риск, возникающий в результате индивидуальной реализации мер безопасности. Это должно гарантировать, что объединенный обновленный риск будет равен или меньше минимального индивидуально обновленного риска. По сравнению с методикой нормализованной функции этот подход не требует дополнительной информации о мере безопасности. Оптимизационная модель направлена на поиск оптимальной комбинации всех потенциальных мер безопасности.

Лексикографический подход - это метод решения многоцелевых проблем, когда в соответствии с приоритетом целей, сначала определяются оптимальные решения, основанные на первой цели (наиболее важной), а затем, если есть несколько решений с одинаковым значением, сохраняются те, которые приводят к лучшему значению для второй цели, и так далее, пока все цели не будут выполнены в порядке убывания приоритета. Однако следует отметить, что большое количество целевых функций увеличивает сложность проблемы и, следовательно, может снизить производительность методологии с точки зрения времени обработки и качества оптимального решения.

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

УЧЕТ ОТНОСИТЕЛЬНОГО ПРОСКАЛЬЗЫВАНИЯ В  
КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ*И.А. Кокорев**Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Россия**(e-mail: [ig.kokorev52@yandex.ru](mailto:ig.kokorev52@yandex.ru))*

*В данной статье рассматривается выбор клеммовых соединений с учетом изнашивания от контактной коррозии. Для моделирования контактного взаимодействия используются система ANSYS Workbench и система КОМПАС-3D. Расчетом получено напряженно-деформированное состояние моделей клеммовых соединений с прорезью, распределение контактных давлений, напряжений трения и относительного проскальзывания посадочных поверхностей.*

**Ключевые слова:** *компьютерное моделирование, относительное проскальзывание, клеммовое соединение,*

Актуальным для проектирования соединений типа «вал-ступица» является вопрос влияния изнашивания от контактной коррозии (фреттинг-коррозии) на их долговечность и прочность.

Изнашивание от контактной коррозии – это коррозионно-механическое изнашивание в номинально неподвижных соединениях при малых относительных колебательных перемещениях посадочных поверхностей, связанных с переменными нагрузками, деформациями и зазорами. При вращении вала деформации изгиба его поверхностных слоев циклически изменяются и сопровождаются микроперемещениями относительно поверхности ступицы. При переменном крутящем моменте циклическое кручение вала также сопровождается микроперемещениями посадочных поверхностей.

В основе контактной коррозии лежат физико-химические процессы, протекающие на молекулярном уровне. В зоне контакта металлов или металла с неметаллом образуются окислы, активизирующие механический износ.

Клеммовые соединения – соединения типа «вал-ступица», в которых детали удерживаются от относительного перемещения по соосным цилиндрическим поверхностям за счет сил трения, обусловленных затяжкой винтов, применяются для передачи вращающего момента и осевой силы между валами и ступицами различных деталей (зубчатых колес, шкивов, муфт и др.). Размеры деталей соединений (вала и ступицы) выполняются под посадку с зазором или натягом.

В данной работе изнашивание клеммовых соединений оценивается расчетом относительного проскальзывания посадочных поверхностей модели узла, состоящей из вала, колеса (ступицы) с прорезью или разъемом и винта (винтов) [1]. Геометрическая модель узла строится в системе КОМПАС-3D. Для моделирования контактного взаимодействия деталей соединения используется система ANSYS Workbench.

В качестве примера выполнены расчеты модели клеммового соединения с двумя прорезями и винтом. Размеры соединения:

размеры вала – диаметр 22мм, длина 80мм;

размеры клеммы (ступицы): диаметр первой ступени 80мм, длина 20мм; диаметр второй ступени 60мм, длина 22, отверстие под винт М8×20, горизонтальная прорезь разметом 2×46 и глубиной 20мм, вертикальная прорезь шириной 2мм и глубиной 31мм на расстоянии 19мм от торца; диаметр отверстия под вал 22мм;

Винт М8×20 10.9 (ГОСТ11738 – 84).

Клемма устанавливается на вал с натягом  $N=0,016$ мм. Материал вала и клеммы – сталь 45, термообработка улучшение, предел текучести  $\sigma_T=540$ МПа.

Материал винта – сталь 30ХГСА. Винт затягивался силой  $F_{зам}=2400$ Н и  $F_{зам}=3600$ Н. Модель соединения нагружалась пульсирующим вращающим моментом с максимальным моментом  $T_{max}=72$ Нм,  $T_{max}=98,6$ Нм,  $T_{max}=116$ Нм.

Основные этапы решения задачи: построение 3D-модели соединения; создание конечно-элементной модели; заделка – фиксация на наружной цилиндрической поверхности первой ступени клеммы и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка – пульсирующий вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала, и сила затягивания винта; задание расчетных параметров (рис.1, 2). Размер конечного элемента выбирается в зависимости от шероховатости посадочных поверхностей.

На рис 3-6 и в таблице приведены результаты решения задачи, которые показывают, что относительное проскальзывание цилиндрических поверхностей вала  $\delta_1$  и клеммы  $\delta_2$  увеличивается с увеличением максимальной величины пульсирующего вращающего момента и уменьшается с увеличением силы затягивания винта (контактного давления) и коэффициента трения между валом и клеммой  $f$ . При нагружении соединения пульсирующим вращающим моментом относительное проскальзывание посадочных поверхностей не изменяется.

Полученные результаты исследования позволяют предположить, что нагружение циклическим вращающим моментом, увеличивая с числом циклов коэффициент трения между валом и клеммой, приведет к снижению или устранению изнашивания от контактной коррозии.

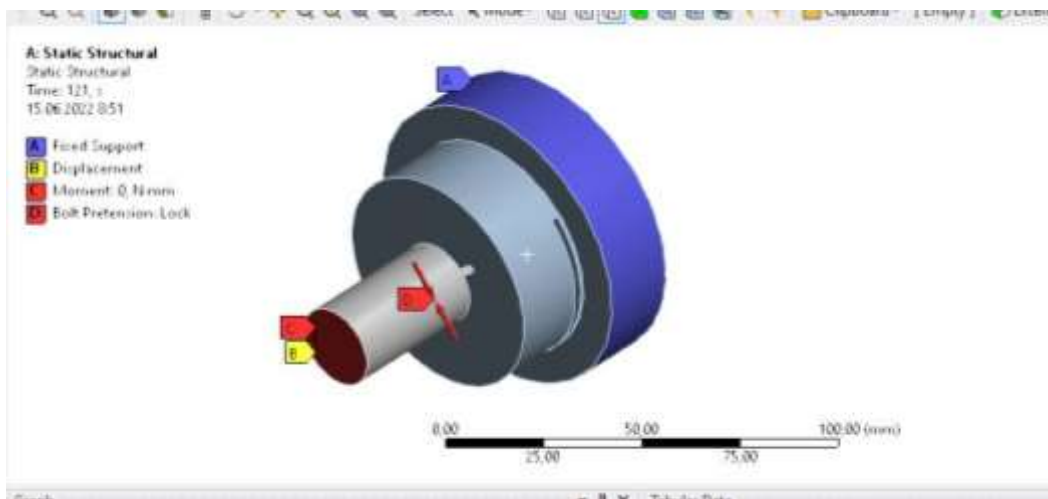


Рис.1. Закрепление и приложение нагрузки

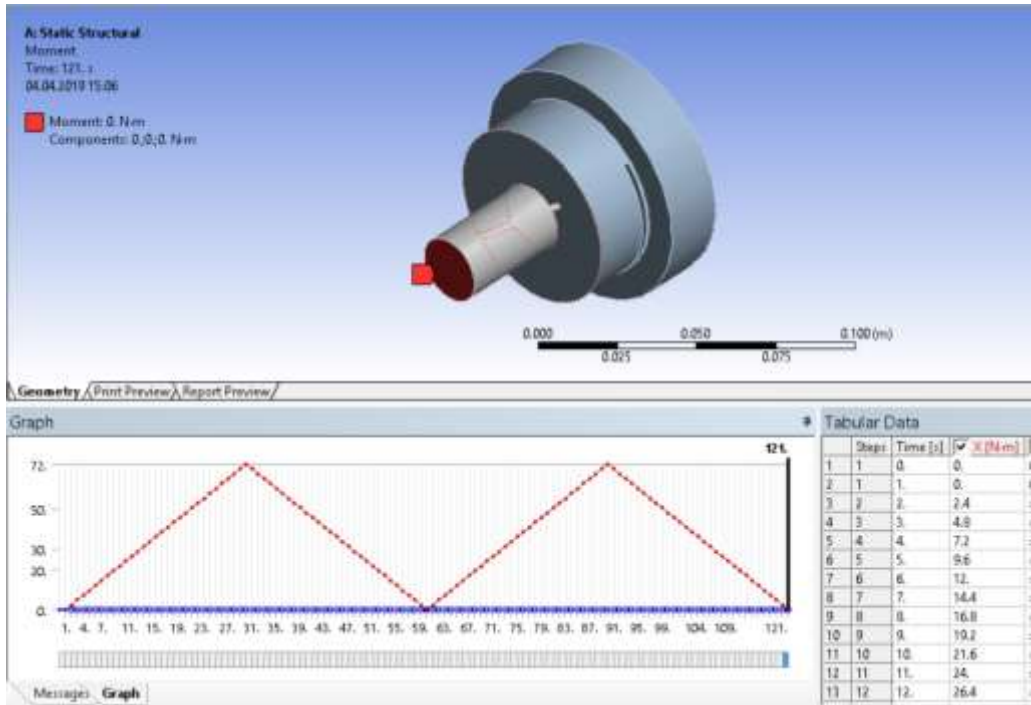


Рис.2. Приложение циклического вращающего момента

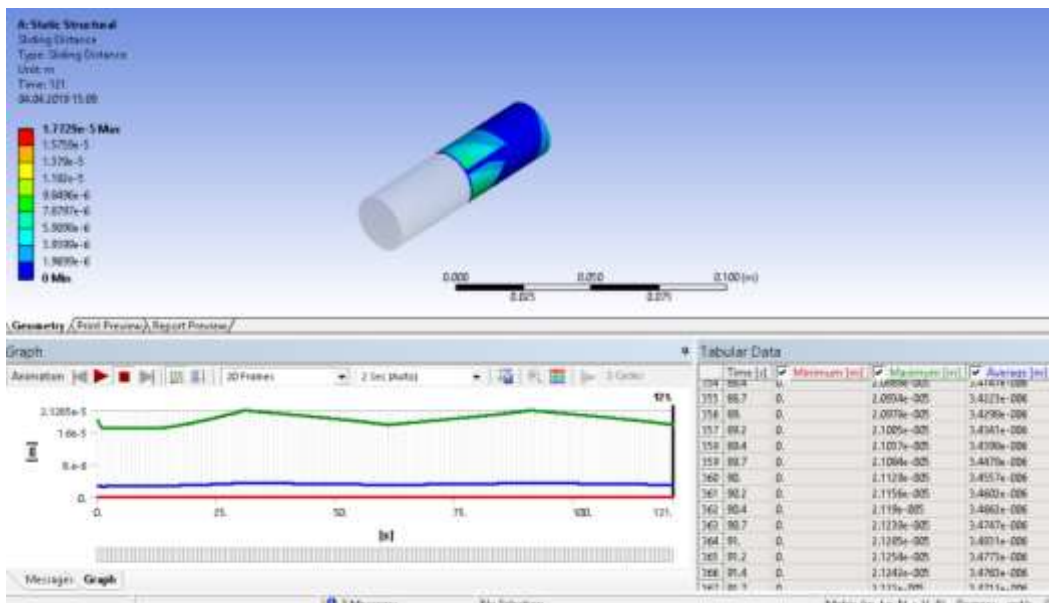


Рис.3. Относительное проскальзывание посадочной поверхности вала при  $F_{зам}=2400\text{Н}$  и  $T_{max}=72\text{Нм}$

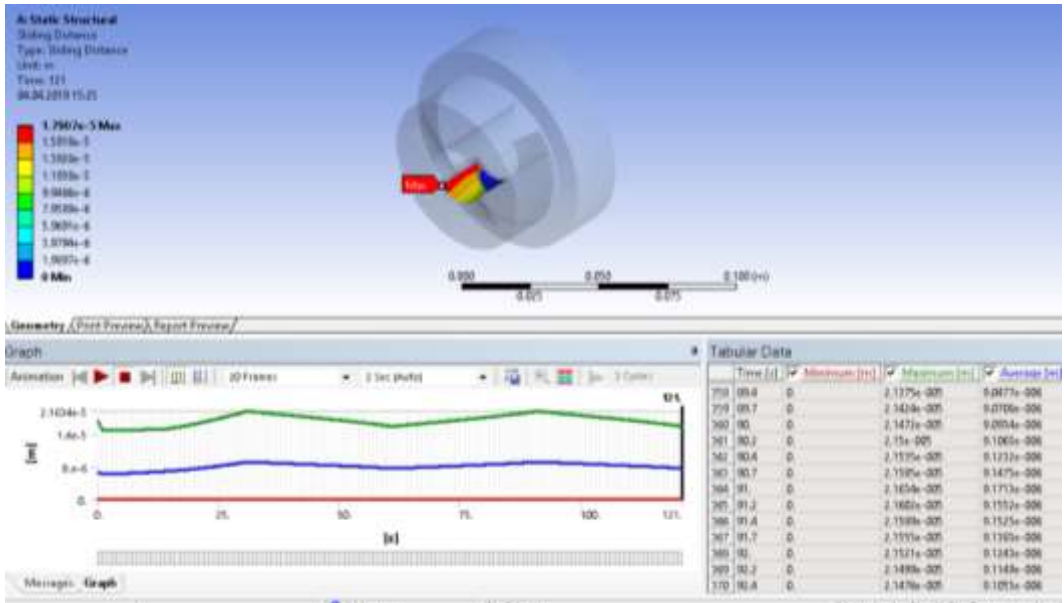


Рис.4. Относительное проскальзывание посадочной поверхности клеммы при  $F_{зам}=2400\text{H}$  и  $T_{max}=72\text{Hm}$

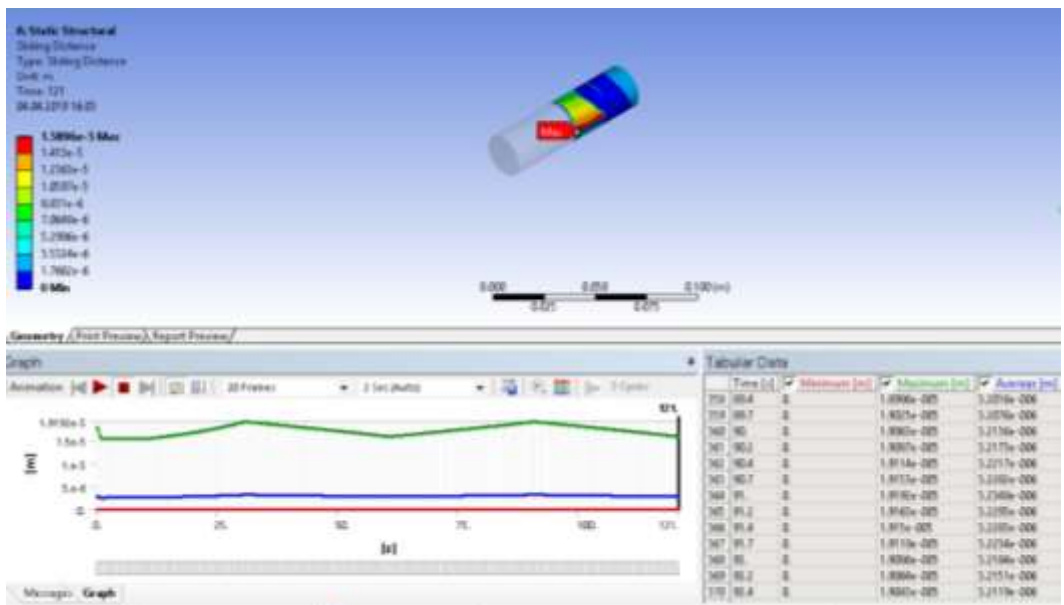


Рис.5. Относительное проскальзывание посадочной поверхности вала при  $F_{зам}=3600\text{H}$  и  $T_{max}=72\text{Hm}$

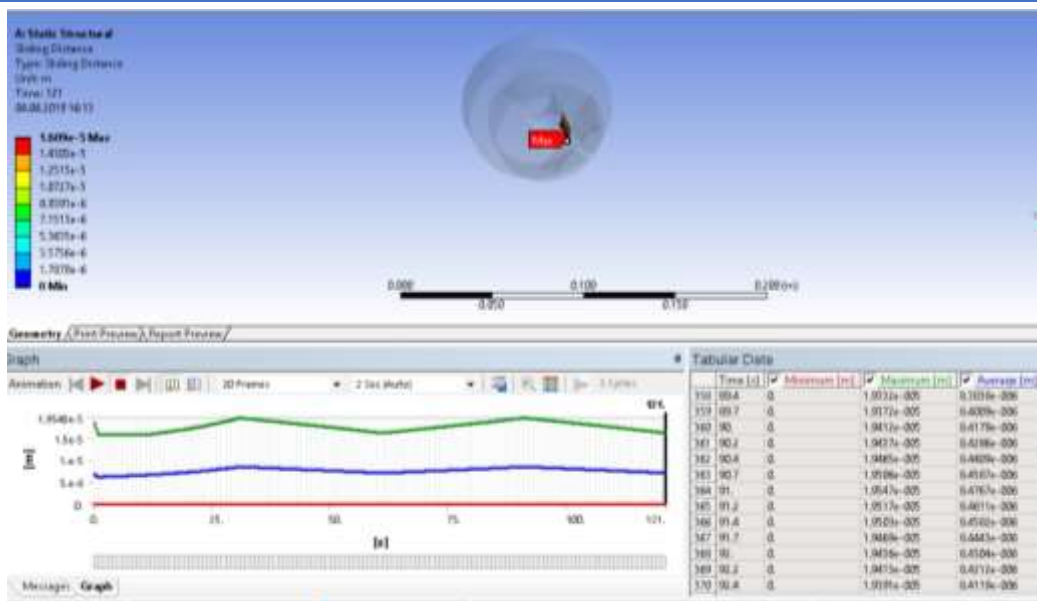


Рис.6. Относительное проскальзывание посадочной поверхности клеммы при  $F_{зам}=3600\text{Н}$  и  $T_{max}=72\text{Нм}$

Таблица

Результаты расчетов

№ расчета	1	2	3	4
$F_{зам}$ , Н	2400	2400	2400	3600
$T_{max}$ , Нм	116	98,6	72	72
$N$ , мм	0,016	0,016	0,016	0,016
$f$	0,7	0,7	0,18	0,18
$\delta_1$ , мм	0,01661	0,015632	0,021285	0,019192
$\delta_2$ , мм	0,017	0,016	0,021634	0,019548

Для повышения сопротивления этому виду изнашивания можно использовать известные методы: повышение точности изготовления и твердости посадочных поверхностей, уменьшение напряжений путем увеличения посадочного диаметра, увеличение натяга или контактного давления, нанесения на посадочные поверхности микрорельефа и др.

Результаты расчетов позволяют разработать рекомендации по совершенствованию конструктивных форм деталей клеммовых соединений и вала.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Кокорев И. А. Проверочный расчет клеммовых соединений с натягом // Ашировские чтения. – 2019. – Т. 1, №1(11) – С314-319



## ДЕТОНАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ БАЛАНСИРОВКИ РОТОРНЫХ СИСТЕМ

*И.Д. Ибатуллин, Е.В. Вельмин, О.А. Яхричева*

*СамГТУ, Самара, Россия, [idi71@yandex.ru](mailto:idi71@yandex.ru)*

Вибрации машин, вызванные некачественной балансировкой вращающихся частей (валов, роторов, колес, шкивов, барабанов, крыльчаток и мн. др.), вследствие повышения динамических знакопеременных нагрузок становятся причиной быстрого изнашивания опорных элементов, развития усталостного охрупчивания, снижения энергоэффективности и управляемости, увеличения шума, потери точности перемещения и другим нежелательным явлениям. Существующие технологии балансировки даже при использовании специализированного оборудования являются достаточно трудоемкими и не всегда позволяют добиться требуемого качества. Предложенная инновационная технология балансировки позволяет полностью исключить ручные операции корректировки массы и максимально быстро обеспечить снижение уровня дисбаланса до заданной величины с использованием технологии нанесения детонационных покрытий.

**Ключевые слова:** детонационный комплекс, балансировка, напыление, автоматизированный балансировочный комплекс.

Балансировка вращающихся элементов до сих пор остается одной из самых ответственных, длительных и трудоемких технологических операций при изготовлении и техническом обслуживании машин. Балансировка призвана снижать динамические нагрузки, но имеющиеся на рынке балансировочные стенды не уменьшают вибрации, а только определяют угол смещения центра масс и величину корректирующей массы, т.е. указывают балансировщику, как снизить дисбаланс, но, собственно, не решают проблему балансировки, поскольку самая ответственная часть данной операции до сих пор выполняется вручную. Следовательно на качество балансировки напрямую влияет человеческий фактор. Поэтому периодически возникает потребность в «добалансировке» роторов уже на стадии выходных испытаний серийных изделий. Большинство методов корректировки масс ротора сопряжено с усложнением конструкции (круговые пазы, технологические отверстия), повреждением и созданием концентраторов напряжений на поверхностях элементов роторной системы (высверливание, фрезерование, приклепка, точение, шлифование, приварка и др.). Поскольку процесс балансировки (удалением материала или установкой грузов) не может выполняться одновременно с измерением дисбаланса, то данная операция носит итерационный (подгоночный) характер, и выполняется за несколько циклов запуск-остановка, что снижает производительность балансировки. Корректировка массы занимает до 90% всего времени балансировки роторной системы, а ошибки при установке пробных и балансировочных масс могут вызвать даже усиление вибраций. При этом потребность в балансировке изделий недешево обходится предприятию. Издержки предприятия, связанные с балансировкой роторов складываются из затрат на:

приобретение дорогостоящего балансировочного оборудования; оплату труда балансировщика (высококвалифицированного специалиста) и начислений на заработную плату; оплату электроэнергии, пропорциональной длительности балансировки; изготовление конструктивных элементов для крепления корректирующих грузов; приобретение (изготовление) корректирующих грузов; подбалансировку на стадии выходных испытаний; техническое обслуживание и ремонт балансировочных станков; амортизационных отчислений.

Для решения указанных проблем разработана новая высокоэффективная технология балансировки вращающихся элементов машин за счет локального напыления детонационного покрытия из порошковых материалов, который позволит наращивать массу в процессе вращения детали с одновременным контролем остаточного дисбаланса. Сверхзвуковая скорость напыляемых частиц, разогреваемых и разгоняемых энергией взрыва, (600...1000 м/с) и возможность прецизионного управления моментом выстрела, обеспечивает точное попадание и прочную фиксацию навески напыляемого порошкового материала в заданной области поверхности вращающейся детали, определяемой датчиками смещения центра масс после каждого выстрела. Таким образом, процесс балансировки становится полностью автоматизированным и высокопроизводительным, поскольку в нем операции выявления и коррекции дисбаланса происходят безостановочно до достижения допустимого уровня вибраций. Это в 3...4 раза сокращает длительность балансировочной операции и, соответственно, расход электроэнергии. Коррекция массы производится за счет энергии взрыва детонирующей газовой смеси (пропан+бутан или ацетилен+кислород).

Автоматизированный балансировочный комплекс включает: детонационную пушку, систему управления, привод вращения, датчики дисбаланса и углового положения ротора. Для обеспечения условия совмещения пятен напыления с точкой балансировки система управления детонационного балансировочного комплекса выполняет расчет момента формирования выстрела по времени с учетом множества факторов, определяющих взаимное перемещение потока частиц и точки балансировки. Команда на выстрел формируется с опережением, так как после момента выстрела порошок должен успеть разогнаться в канале ствола, затем пролететь расстояние от дульного среза до поверхности (около 20 см) и попасть в точку балансировки.

Точность корректировки массы с использованием новой технологии определяется диаметром напыляемого пятна (около 20 мм) и толщиной покрытия (10...15 мкм), что, в зависимости от напыляемого материала, позволяет получить слой, массой 0,015...0,035г. Производительность балансировки определяется частотой следования выстрелов детонационной пушки, составляющей 4...10 Гц. Таким образом, скорость коррекции массы может достигать 20 грамм в минуту. В качестве наносимого материала могут быть использованы порошки, аналогичные по составу обрабатываемой детали или создающие на ней износостойкие (твердый сплав, легированная сталь), антикоррозионные (цинк) или жаростойкие (оксид алюминия) слои. После нанесения пятна покрытия, нанесенный слой начинает остывать и сжиматься, создавая на поверхности детали благоприятные остаточные напряжения сжатия, препятствующие образованию и развитию трещин. Высокая адгезия детонационного покрытия к основе, составляющая около 80 МПа, позволяет

балансировать высокоскоростные роторы без риска отрыва корректирующей массы за счет центробежных сил от поверхности при вращении.

УДК 621.891; 658.58

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СРОКОМ СЛУЖБЫ СМАЗОЧНЫХ МАСЕЛ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ДВС

*Е.В. Вельмин, Д.А. Смолев*

*СамГТУ, Самара, Россия, [idi71@yandex.ru](mailto:idi71@yandex.ru)*

Нефтегазовая отрасль является весьма емкой по использованию двигателей внутреннего сгорания (ДВС), в т.ч. работающих на газовом топливе, применяемых в качестве привода транспортных систем и энергетических установок. Эксплуатация таких двигателей неизбежно связана с использованием моторного масла, которое, будучи важнейшим элементом двигателя, имеет ограниченный ресурс, по исчерпанию которого масло подлежит замене. Проблема заключается в том, что пока не существует внятного ответа на вопрос: в какой момент времени смазочный материал перестает эффективно защищать двигатель от изнашивания. В СамГТУ проводятся работы по созданию устройства, позволяющего в процессе эксплуатации ДВС следить за фактическим состоянием масла и использовать его до полного исчерпания ресурса, т.е. с максимальной эффективностью.

**Ключевые слова:** моторное масло, двигатель внутреннего сгорания, дизель-генераторная установка, трение, износ, вязкость, диагностика.

Существующая практика замены масла сводится к регламентному техобслуживанию ДВС в рамках требований, установленных в нормативно-технической документации предприятия-изготовителя, в которой четко указываются марка смазочного материала и интервал наработки (в единицах времени или в пробеге). Привычная регламентная замена масла проста, предсказуема и удобна как для поставщиков, так и для потребителей смазочной продукции. Но допустим ли подобный «сон разума»? Ведь на интенсивность деградации масла влияет большое число внешних и внутренних факторов. Повышенные температуры и нагрузки, удары и вибрации, частые смены режимов и условий эксплуатации, изнашивание деталей двигателя ускоряют выработку активных компонентов и загрязнение масла. В противоположном случае срок эффективной службы масел может значительно превышать установленные нормы, а значит интервал замены масла возрастает, уменьшаются объемы токсичных пожароопасных отходов, что в сумме повышает пожарную и экологическую безопасность производства и дает немалый экономический эффект за счет снижения издержек на закупку смазочных материалов, техническое обслуживание ДВС и утилизацию отходов. Если смазочный материал выработал ресурс значительно быстрее нормативного срока

службы или даже оказался изначально негодным (как бывает в случае поставки некачественной или контрафактной продукции), то преждевременная замена или отказ от такой партии масла, как ни парадоксально, дает еще больший экономический эффект от предотвращения аварийных отказов ДВС, ремонтных работ или даже замены двигателя.

Работы по созданию диагностического устройства для контроля фактического состояния моторного масла в дизельных генерирующих установках в СамГТУ были инициированы по запросу компании «Альфа-Дизель», обслуживающей более тысячи энергетических установок контейнерного исполнения мощностью 1 МВт. Каждая установка после трех сезонов эксплуатации требует замены моторного масла в объеме 120 литров, что требует достаточно высоких регулярных затрат, ключом к сокращению которых может стать переход на эксплуатацию масел по фактическому состоянию.

Первой задачей для решения данной проблемы является выбор критериев оценки качества моторных масел. Традиционные средства периодического контроля масла – смотровые окошки и щупы - позволяют произвести только визуальную оценку уровня и чистоты масла. Непрерывному контролю подвергалась только температура смазочной среды. Для принятия решения о замене масла этого недостаточно. Моторное масло должно обеспечивать появление на поверхностях трения смазочной пленки достаточной толщины, обеспечивающей уплотнение зазора между поршневым кольцом и гильзой цилиндра. Для этого необходимо контролировать вязкость масла, которая существенно снижается при нагреве двигателя. И, наконец, требуется оценка самых важных показателей любого смазочного масла – антифрикционных (снижение потерь на трение), противоизносных (уменьшение интенсивности изнашивания) и антизадирных свойств (предотвращение схватываний и глубинных задиров). Обычно эти характеристики получают в результате лабораторных испытаний отобранных проб масел на специальном крупногабаритном оборудовании – машинах трения (или трибометрах). В нашем случае стоит обратная задача – создать такой крохотный трибометр, который можно погрузить в смазочное масло, чтобы проводить испытания его смазочных свойств изнутри. Подобная оценка триботехнических свойств является новым техническим решением.

Разрабатываемая система управления сроком службы моторных масел – это, по сути, миниатюрная лаборатория, погружаемая в масло внутри работающего двигателя, которая собирает, обрабатывает и передает данные на пульт оператора. Технически данная система представлена набором отдельных модулей, каждый из которых работает независимо друг от друга и отвечает за один из показателей качества масла. Различаются они и по принципу работы. Общим для них является то, что они формируют электрический сигнал при достижении масла предельно допустимого состояния по оцениваемому показателю. Появление такого сигнала на пульте оператора является поводом для замены масла или для работ по продлению срока его службы (например, путем введения присадок и др.). Поэтому речь идет не о средстве измерения, а о средстве контроля, что несколько упрощает задачу.

В ходе разработки прибора рассматриваются различные варианты технического исполнения модулей. Так, определение уровня масла можно выполнять поплавковыми и оптическими сенсорами, а также датчиками давления.

Вязкость масла можно определить по давлению, создаваемому поршнем в цилиндре с калиброванным отверстием или по силе гидродинамического сопротивления относительному движению поверхностей с калиброванным зазором, а также акустическими и др. методами. Для оценки чистоты масла рассматриваются оптический, спектральный и диэлькометрический методы. Для оценки температуры рассматриваются варианты установки термопары или термистора. Система сбора данных реализована на базе контроллера Arduino.

Для работы устройство погружается в картер двигателя через отверстие для масляного щупа или на кронштейне, зафиксированном на смотровом окне. Устройство работает в непрерывном или периодическом режиме.

**УДК 621.313.**

### АНАЛИЗ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Ю.А. Макаричев, Е.А. Полянский*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
г. Самара, Россия*

*[makarichev2801@mail.ru](mailto:makarichev2801@mail.ru), [sgespea@mail.ru](mailto:sgespea@mail.ru)*

Повышение надежности электроснабжения погружных насосов связано с надежными способами регулирования питающего напряжения специальных трансформаторов. Большое количество отказов оборудования и связанных с ними простоев вызвано по причине выхода из строя блока регулирования напряжения. В статье рассмотрены способы реализации этих устройств, их достоинства и недостатки, намечены пути повышения надежности и срока службы.

**Ключевые слова:** регулируемый трансформатор, коммутация, регулирование под нагрузкой, переключение без возбуждения.

Номинальное напряжение питания является важнейшим фактором работы электрооборудования. От уровня номинального напряжения зависит надежная, бесперебойная и энергоэффективная работа электрооборудования нефтегазового комплекса. Поэтому очень важно поддерживать номинальное напряжение в допустимых пределах.

Отклонения напряжения питания в положительную или отрицательную стороны, например, электродвигателей центробежных насосов, применяемых при добыче нефти, допускаются в пределах не более 10% от номинального значения [1]. Для питания электродвигателей средней и большой мощности напряжение на шинах распределительных устройств, от которых они запитаны, должно поддерживаться в пределах (100÷105) % от номинального значения. Для обеспечения долговечности электродвигателей использовать их при напряжении выше 110 % и ниже 90 % от номинального не рекомендуется [2].

Для регулирования уровня напряжения и поддержания его в необходимых пределах непосредственно у потребителя существует несколько

способов. Один из наиболее приемлемых и простых способов – регулирование напряжения на подстанциях, на которых установлены понижающие трансформаторы. Регулировка осуществляется изменением коэффициента трансформации понижающего (понижающих) трансформаторов. Обмотки (обмотка) понижающего трансформатора снабжаются ответвлениями, переключая которые можно изменить коэффициент трансформации и, как следствие изменить уровень напряжения. Ответвлениями, как правило снабжают обмотки высшего напряжения (ВН). Это связано с тем, что обмотки ВН имеют большее число витков и меньший коммутируемый ток.

Переключение ответвлений может быть выполнено двумя способами, устройством переключения без возбуждения и устройством регулирования под нагрузкой. Выбор способа регулирования напряжения зависит от технического задания, проектных решений, технологических особенностей оборудования и должен быть экономически обоснован.

**Устройство переключения без возбуждения (ПБВ).** При использовании ПБВ для регулировки напряжения трансформатор отключается, выводится из работы, после чего выполняется переключение.

Достоинства ПБВ. Надежность и простота конструкции. На сухих трансформаторах для переключения используются металлические планки, которые подключаются к тем или иным выводам болтовым соединением. На масляных трансформаторах устройство ПБВ выполняется, как правило, в виде скользящих контактов ответвлений в баке трансформатора.

Недостатки ПБВ. Регулировка возможна только после отключения трансформатора от сети. Оценить уровень напряжения возможно только после ввода трансформатора в работу. Уровень напряжения меняется в небольших пределах, в большинстве случаев это  $\pm 5\%$ , (пять ступеней), бывает регулировка и  $\pm 2,5\%$  (три ступени) от номинального напряжения.

Пример регулировки напряжения устройством ПБВ. Трансформатор ТМЗ-1000/10. Номинальные напряжения 10 кВ и 0,4 кВ. ПБВ  $\pm 5\%$ . Для поддержания на обмотке низкого напряжения 0,4 кВ на обмотку высокого напряжения может подаваться минимальный уровень напряжения равный 9,5 кВ и максимальный 10,5 кВ.

**Регулирование под нагрузкой (РПН).** При использовании устройства РПН для регулировки напряжения трансформатор из работы не выводится. Регулировка напряжения происходит на работающем трансформаторе, под нагрузкой.

Достоинства РПН. Регулировка напряжения без вывода трансформатора из работы. Возможность мониторинга уровня напряжения после переключения каждой ступени. Устройство РПН предусматривает возможность регулировки уровня напряжений в больших пределах, до  $\pm 16\%$  ( $\pm 9 \times 1,78\%$ ). В нефтедобывающей промышленности регулирование напряжения наиболее важно для питания электродвигателей погружных насосов, работающих в скважинах. Напряжение погружных электродвигателей не стандартное и должно регулироваться в зависимости от глубины скважины, чтобы эффективно компенсировать падение напряжения в питающей кабеле. Аналогично, уровень регулировки напряжения специальных, печных трансформаторов типа ЭОМН может достигать до пятикратной величины. У таких трансформаторов существует возможность регулирования напряжения как в ручном режиме, так и в автоматическом.



Недостатки РПН. Устройства РПН сложны, дороги и требуют технического обслуживания с определенной периодичностью. Отказ устройства РПН, как правило, носит внезапный характер. При выходе из строя устройства РПН трансформатор выводится из работы на длительное время в ремонт. При этом создается ненормальный режим работы этой подстанции, и как следствие снижается надежность электроснабжения потребителей.

Пример регулировки напряжения устройством РПН. Трансформатор ТРДН 6300/110. Номинальные напряжения 110 кВ и 10,5 кВ. Устройство РПН имеет 19 ступеней, позволяет регулировать напряжение в пределах  $\pm 16\%$ . Для поддержания на обмотке низкого напряжения 10,5 кВ на обмотку высокого напряжения может подаваться минимальный уровень напряжения равный 96,58 кВ и максимальный 133,42 кВ.

Переключения устройства РПН не должны сопровождаться разрывом цепи тока и закорачиванием витков обмотки. Для этого разработаны специальные схемы коммутации, включающие следующие основные конструктивные элементы:

- избиратель ответвлений, контакты которого размыкают и замыкают ветви цепи без тока;
- контакторы, размыкающие и замыкающие ветви цепи рабочим током;
- токоограничивающий реактор или резисторы;
- приводной механизм.

Приводной механизм устройства РПН – это электромеханическое устройство, которое состоит из асинхронного электродвигателя, редуктора и схемы управления.

Устройство РПН совместно с контактами располагается в отдельном баке наполненном трансформаторным маслом. Бак устройства РПН не связан с баком трансформатора, где расположено ярмо с силовыми обмотками. Контакты контактора, размыкающие и замыкающие ветви цепи рабочим током переключаются под нагрузкой, т.е. при переключении происходят переходные процессы, связанные с образованием дуги при размыкании и замыкании контактов, что приводит к их интенсивному износу. Хотя контакты и предназначены для коммутации, однако сроки службы их невелики.

Переключения устройствами РПН на понизительных подстанциях, связанные с регулированием напряжения не носят постоянный характер и проводятся по необходимости при отклонении номинального напряжения питающей сети для поддержания номинального напряжения потребителей. Чего нельзя сказать про специальные трансформаторы, питающие погружные электродвигатели центробежных насосов и печные трансформаторы ЭОМН для индукционных комплексов. Режим работы устройства РПН этих трансформаторов – периодический. Переключения устройства РПН происходят часто, токи при этом достигают несколько сотен ампер.

При выходе из строя устройства РПН сам трансформатор так же выводится на длительное время в ремонт, что ведет за собой значительные убытки производства.

### **Выводы.**

1. Регулирование напряжения устройствами ПБВ – просто и недорого, но возможно в



небольших пределах и с выводом оборудования в ремонт. Регулирование напряжения устройствами РПН – значительно более сложное и дорогое, но позволяющее в значительно больших пределах осуществлять регулирование, без вывода оборудования из работы.

2. Устройство РПН требует значительно больших затрат при проведении текущего

или капитального ремонта. Отказ или неисправность устройства РПН носит, как правило, внезапный характер и приводит к необходимости вывода трансформатора в ремонт на длительное время, что снижает надежность электроснабжения.

3. Предотвратить отказ или неисправность РПН возможно несколькими способами:

- применением передовых методов диагностики, позволяющих определить развитие дефектов на ранней стадии;

- снижением межремонтных интервалов, что особенно актуально для специальных трансформаторов с широким диапазоном регулирования выходного напряжения с необходимостью частых переключений;

- применением бесконтактной тиристорной схемы коммутации взамен схемы избирателей ответвлений контактов.

Последний способ кроме повышения надежности работы позволяет существенно продлить и срок службы всего устройства.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (в ред. приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13 сентября 2018г. №757) – СПб.: Издательство ДЕАН, 2020. – 304с.
3. А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов; Под ред. А.А Васильева, - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с и ил.
4. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. М., «Энергия», 1975. 704 с. с ил.

# ЭКОНОМИКА ТЭЖ

**УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЕКТОМ СТРОИТЕЛЬСТВА  
ОБЪЕДИНЕННОГО КОНТЕЙНЕРНОГО ТЕРМИНАЛА НА  
НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ КОМБИНАТЕ ООО «ЗАПСИБНЕФТЕХИМ»**

*О.В. Томазова, М.О. Ромас*

*ovtom@mail.ru*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье рассматривается управление технологическим проектом строительства объединенного контейнерного терминала на примере ООО «ЗапСибНефтехим». Показано, что преимущества контейнерного терминала состоят в сортировке груза по необходимым блокам и секторам, которые за максимально быстрое время транспортируются по заданным координатам. Было выявлено, что управление масштабным строительством осуществляется проектной командой, контроль над которой осуществляется топ – менеджментом предприятия А. Хусаиновым, Г. Шиабевой, М. Журавлевым.

Исследование показало, что инвестиции в проект возможны со стороны беспроцентного займа учредителем и равны 128 млн. рублей, сумма с расчетом проектных, строительно – монтажных работ, а также с учетом приобретения дополнительной техники. Чистая текущая стоимость (NPV) составляет 11,45 млн. рублей, внутренняя норма рентабельности – 33%. Управление технологическим проектом обеспечивает наставничество для исполнителей проектов, соответствие проектов бизнес-целям высокого уровня, способно контролировать и координировать работу офисов управления проектами (ОУП), совершенствовать управление ресурсами.

**Ключевые слова:** технологический проект, контейнерный терминал, нефтехимический комбинат, инновации, управление.

Управление технологическим проектом особенно актуально в эпоху разработки инновационных решений и проектировки современных сооружений. Под технологическим проектом принято понимать структурированный план помещения с учетом внедрения разработок в рамках текущего здания или строительства нового сооружения. Данный проект расширенно визуализирует особенности размещения и компоновки помещений, расположение оборудования, необходимых материалов. [1] В рамках проекта производится расчет площади, технологического задания с учетом нормативов и требований, также производится оценка ключевых параметров, таких как пропускная способность, общая площадь терминала, емкость контейнерных площадок и фронта погрузки / выгрузки. Актуальность работы также обусловлена повышением спроса нефтехимических компаний в управлении технологическими проектами (среднегодовой темп роста составляет 5%).

Цель работы состоит в анализе управления технологического проекта строительства объединенного контейнерного терминала. Для этого были решена задача исследования управления технологического проекта строительства объединенного контейнерного терминала в ООО «ЗапСибНефтехим».

В рамках исследования были изучены работы ученых и представителей бизнес – сегмента в нефтегазовом секторе и специалистов по созданию технологических проектов, в частности, в числе которых А.Л. Бирюков, Т.Л.Савостова, McCreery J.

В проведенном исследовании были использованы общенаучные методы: анализ, синтез, группировка, обобщение.

Технологический проект по строительству объединенного контейнерного терминала включает в себя бизнес -план проекта, анализ конкурентного рынка и спроса, переговоры с заинтересованными сторонами, в том числе с поставщиками услуг, оборудования и специализированной техники, также предоставляет расчет экономической эффективности, основываясь на проектную мощность. [1] Так, особенным фактором успешности проекта является его расположение, наличие транспортной развязки, дорог и железнодорожных путей сообщения. Основное назначение терминала заключается в хранении, перевозке, ремонте, перетарке контейнеров, внутри которых возможно хранение оборудования для нефтегазового сектора, примесей и составов для работы, установки и генераторы.

Преимущества контейнерного терминала состоят в сортировке груза по необходимым блокам и секторам, которые за максимально быстрое время транспортируются по заданным координатам. Терминал оказывает полный спектр услуг, сосредотачивая все материалы и оборудование в одном месте и распределенные по удобным направлениям.

ООО «ЗапСибНефтехим» - крупнейший нефтехимический комплекс с производственной мощностью в 2,5 миллиона тонн полимеров в год. Предприятие является высокотехнологичным и ориентированным на инновационное развитие. Интегрируя технические возможности и логистические преимущества, компания представляет собой центр нефтехимии страны. [2]

На логистический сектор компания выделила порядка 38 гектаров, отдав складской площади 12 гектаров. Предприятие имеет контейнерную площадку с возможностью хранения сорокафунтовых контейнеров, что позволяет на ее основе расширить сеть технологического проекта и объединить все секторы воедино. Инвестиции в проект возможны со стороны беспроцентного займа учредителе и равны 128 млн. рублей, сумма с расчетом проектных, строительно – монтажных работ, а также с учетом приобретения дополнительной техники. Чистая текущая стоимость (NPV) составляет 11,45 млн. рублей, внутренняя норма рентабельности – 33%.

Данный проект сможет войти в глобальную программу технического перевооружения, рассчитанную до 2024 года. Общий объем инвестиций составляет порядка 5,5 миллиарда рублей. Управление масштабным строительством осуществляется проектной командой, контроль над которой осуществляется топ – менеджментом и А. Хусаиновым, Г. Шиабевоу, М. Журавлевым.

Ключевые навыки управления технологическим проектом:[3]

- Общение / коммуникация

Члены команды нуждаются в разъяснениях, заинтересованные стороны - в обновлении статуса проекта, а спонсорам нужны результаты.

- Управление временем - важный навык управления технологическими проектами.

Помимо управления графиком проекта, необходимо отслеживать соблюдение графика встреч заинтересованных сторон.

- Решение проблем

Необходимо своевременно реагировать на возможные проблемные ситуации и стараться разрешить в пользу компании.

- Организационная осведомленность

Важно владеть всеми техническими требованиями и быть заинтересованным в ведении проекта.

- Дипломатия и ведение переговоров

Успех технологического проекта зависит от умения грамотно донести суть проекта до всех заинтересованных сторон. В данном случае важна дипломатия и способность вести сложные переговоры.

В ООО «ЗапСибНефтехим» действует правило: необходимо правильно определить уникальность проекта. Уникальность данного проекта состоит в оптимизации ресурсов в одном локальном месте с минимальными затратами на реализацию. Чтобы повысить уровень проектов, руководителям нефтегазовой компании приходится пересматривать методы управления эффективностью.

Сегодня ведущие игроки используют подход, выходящий далеко за рамки контрольных показателей, для разработки правильных форумов и процессов принятия решений, которые позволят превратить показатели и информацию в правильные обсуждения, решения и действия. Они создают свои системы отчетности для принятия стратегических и оперативных решений. Они интегрируют управление эффективностью с другими межфункциональными процессами, направляющими бизнес, такими как управление рисками и развитие потенциала. Связь между результатами работы и стимулами обеспечивает подотчетность. Наконец, они находят способы сделать свои программы эффективными, включая увязку управления эффективностью с годовым циклом планирования и разработку информационных панелей, позволяющих менеджерам следить за показателями, которые продолжают служить основой для принятия ежедневных и долгосрочных решений.

Так, управление технологическим проектом осуществляется проектной командой, для эффективного построения которой руководителям нефтегазовой компании приходится пересматривать методы управления эффективностью. [4] Проекты — это строительные блоки, недостающий «пазл» для успеха компании. Управление технологическим проектом обеспечивает наставничество для исполнителей проектов, соответствие проектов бизнес-целям высокого уровня, способно контролировать и координировать работу офисов управления проектами (ОУП), решать или смягчать проблемы в проектах, проводить регулярные обзоры проектов, разрабатывать руководящие принципы и передовые практики для команд управления проектами, совершенствовать управление ресурсами.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бирюков А.Л. Геостратегическое развитие северных территорий России: проектно-ориентированный подход / А.Л. Бирюков, Т.Л.Савостова // Россия: тенденции и перспективы развития. - 2022. - №17(3). - С. 21- 25.
2. Официальный сайт ООО «ЗапСибНефтехим» [Электронный ресурс] URL: <https://old.sibur.ru/zapsibneftekhim/disclosure/> (дата обращения: 13.09.2022).
3. McCreery J. Operational Excellence: Managing Performance in the Oil and Gas Industry [Электронный ресурс] URL: <https://www.bain.com/insights/operational->

[excellence-managing-performance-in-the-oil-and-gas-industry/](https://www.investopedia.com/terms/i/integrated-oil-gas-company.asp) (дата обращения: 13.09.2022).

4. CHEN J. Integrated Oil and Gas Company [Электронный ресурс] URL: <https://www.investopedia.com/terms/i/integrated-oil-gas-company.asp> (дата обращения: 13.09.2022).

УДК 52.47.15

## ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫБОРОМ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

*О.В. Томазова, О.А. Грудько*

[ovtom@mail.ru](mailto:ovtom@mail.ru)

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье рассматривается формирование систем управления выбором бурового раствора при строительстве скважин. Теоретически и практически исследован процесс выбора бурового раствора, показана актуальность исследования. Было доказано, что компании оптимизируют строительство с помощью цифровых технологий и автоматизированного управления всеми функциями по размещению, бурению, цементированию, спуску в скважину, промыслу и глубоководным работам. Показано, что цифровое инновационное решение сокращает инженерные затраты на 80%, повышает эффективность на 70%, а производительность – на 25%, снижает затраты на строительство скважин на 25%. Так, «Роснефть» внедрила систему интеллектуального бурения в рамках инновационной деятельности, что увеличило механическую скорость проходки на 8%. Исследование показало необходимость взаимодействия инновационных технологий (цифровых двойников) с цифровыми платформами, способными контролировать деятельность скважин, перестраивать программу работ и улучшать управление активами при анализе текущего положения.

**Ключевые слова:** буровой раствор, строительство скважин, система управления, цифровой двойник, инновации, технология.

Современные технологии по управлению выбором бурового раствора опираются на революционные и комплексные решения, способные минимизировать временные затраты, сокращая борьбу с поглощениями бурового раствора и стволом скважины. [1] Буровой раствор поддерживает стабильность ствола скважины, который является внутренним диаметром пробуренной скважины. Он передает гидравлическую энергию буровому долоту и буровым инструментам. Данная энергия обеспечивает энергией двигатель бурового раствора, который, в свою очередь, вращает долото. [2] При бурении в проницаемых пластах на стволе скважины образуется пористый пласт, то есть буровой раствор, который проник в пористый пласт, оставив после себя осадок. [3] Данный пласт необходим в

определенном количестве для поддержания стабильности ствола скважины. Поэтому компании заинтересованы в отлаженной работе процесса бурения с применением эффективных программных продуктов по оптимизации перманентных задач. Актуальность темы также обусловлена тем, что по мере углубления ствола скважины все больше пластовой жидкости стремится проникнуть в ствол скважины, что создает трудности в строительстве скважин и проведения работ.

Цель работы состоит в анализе формирования системы управления выбором бурового раствора при строительстве скважин. Для этого были решена задача исследования применения данной системы управления в крупных нефтедобывающих компаниях.

В рамках исследования были изучены работы ученых и представителей бизнес – сегмента в нефтегазовом секторе и строительстве скважин, в частности, в числе которых К.В. Бамбетова, Б.М. Бегиева, О.И. Мухамадеев, Г.В. Конесев.

В проведенном исследовании были использованы общенаучные методы: анализ, синтез, группировка, обобщение.

Система контроля скважины предотвращает неконтролируемый поток пластовых жидкостей из ствола скважины. Когда долото проникает в проницаемый пласт, давление жидкости в котором превышает гидростатическое давление, оказываемое буровым раствором, пластовые жидкости начинают вытеснять буровой раствор из скважины. Поток пластовой жидкости в скважину в присутствии бурового раствора называется ударом. Система контроля скважины позволяет бурильщику вовремя обнаружить удар; своевременно закрыть скважину на поверхности; циркулировать в скважине под давлением для удаления пластовых жидкостей и повышения плотности бурового раствора; перемещать бурильную колонну вверх и вниз при закрытой скважине; отводить пласт от персонала и оборудования буровой установки. [4]

Так, компании оптимизируют строительство с помощью цифровых технологий и автоматизированного управления всеми функциями по размещению, бурению, цементированию, спуску в скважину, промыслу и глубоководным работам. Благодаря открытой архитектуре и единому интерфейсу виртуальные технологии позволяют операторам управлять несколькими работами и корректировать планы скважин в режиме реального времени. Данное интегрированное программное обеспечение для эксплуатации скважин объединяет всех заинтересованных лиц в цепочке создания стоимости - операторов, поставщиков услуг, логистов и операторов буровых установок для обеспечения безопасных и эффективных скважин.

Формирование систем управления выбором бурового раствора происходит благодаря использованию цифрового двойника, который способен контролировать деятельность скважин в соответствии с установленным планом. Он использует автоматизированные рабочие процессы, позволяющие в считанные минуты перестроить программу работ и улучшить управление активами за счет извлеченных уроков. Цифровое инновационное решение сокращает инженерные затраты на 80%, повышает эффективность на 70%, а производительность – на 25%, снижает затраты на строительство скважин на 25%.

В России применяется цифровая платформа «ЭКО», в рамках которой сосредоточены данные о процессах строительства скважин с подробными расчетами параметров бурения, способная проектировать, автоматизировать и «доводить до результата» процесс буровой работы в нефтедобывающих компаниях. Данная



платформа оценивает «первичный материал», а именно свойства почвы и залежей, что позволяет сделать правильный выбор в пользу бурового раствора. Так, «Роснефть» внедрила систему интеллектуального бурения в рамках инновационной деятельности. Система сканирует скважину до этапа строительства, опираясь на технологичность и правильность выбора бурового раствора исходя из свойств, далее система рассчитывает скорость и проектирует режимы работы установки. Принцип действия позволяет увеличить механическую скорость проходки на 8%, сканируя датчики на всем этапе проведения работ с разницей в десять миллисекунд. [5]

Компаниям необходимо рассмотреть тесное взаимодействие внедренных систем с технологией «I – Boss», которое является решением для укрепления ствола скважины и продуктом поиска конкретизированного решения в области определённой скважины. [6] Поэтапная система позволяет проводить анализ скважины до начала ее строительства и исследует скважины сложной конфигурации. Система также содержит в базе данных информацию о материалах, необходимых для укрепления стенок ствола скважины. Ее преимущества состоят в снижении отходов при приготовлении бурового раствора в силу эффективных исследований скважины.

Также необходимо проанализировать систему «PressPRO» является современным и передовым решением для измерения профилей давления в скважине и расчета свойств раствора во время бурения. Система управления обеспечивает отображение внутрискважинных параметров и позволяет представлять в 3D формате интерактивную навигацию и продвинутую технологию бурения в одном цифровом продукте. Система предотвращает потери раствора в скважине посредством поглощения, выявляет возможные проблемы на ранней стадии, уменьшает непродуктивность в рамках выбора бурового раствора, позволяет мониторить данные о профилях давления в скважине во время непосредственного бурения. То есть, продукт необходим как на начальной стадии «достоительного этапа», так и после на возведённой в работу скважине. [6]

Таким образом, формирование систем управления выбором бурового раствора происходит при взаимодействии инновационных технологий (цифровых двойников) с цифровыми платформами, способными контролировать деятельность скважин, перестраивать программу работ и улучшать управление активами при анализе текущего положения. Система управления способна оценивать первичные данные для проектирования, автоматизации и доведения до результата процесса буровой работы в нефтедобывающих компаниях. Поэтому бизнесу необходимо уделить особое внимание процессу формирования данной системы и степени ее технологичности в рамках времени и цифровизации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The Well Control System [Электронный ресурс] URL: <https://www.education.psu.edu/png301/node/728> (дата обращения: 13.09.2022).
2. Бамбетова К.В. Модификация полимерглинистого бурового раствора / К.В. Бамбетова, Б.М. Бегиева // Вопросы науки и образования, Химические технологии. - 2022. - №6 (122). - С.69 - 73.
3. Черников А. Д. Инновационные технологии предупреждения поглощения бурового раствора при строительстве скважин / А.Д.Черников, Н.А. Еремин, А.В. Замрий, С.П. Черных //Известия Тульского государственного университета.

- Науки о земле, Энергетика и рациональное природопользование. - 2022. - №2. - С. 399 - 414.
4. Мухамадеев О.И. Изучение и подбор средств для очистки буровых растворов от шлама / О.И.Мухамадеев, Г.В.Конесев //Иновационная наука, энергетика и рациональное природопользование. - 2022. - №3-2. - С.32-39.
  5. "Роснефть" внедрила систему искусственного интеллекта в процесс бурения скважин [Электронный ресурс] URL: <https://www.comnews.ru/digital-economy/content/220976/2022-06-29/2022-w26/rosneft-vnedrila-sistemu-iskusstvennogo-intellekta-process-bureniya-skvazhin> (дата обращения: 13.09.2022).
  6. Системы буровых растворов и реагенты [Электронный ресурс] URL: [https://www.slb.ru/upload/iblock/115/sis\\_bur\\_rastvorov\\_catalogue.pdf](https://www.slb.ru/upload/iblock/115/sis_bur_rastvorov_catalogue.pdf) (дата обращения: 13.09.2022).

УДК 550

### РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЫСОКОПЛОТНОЙ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕРВИСНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*О.В. Томазова, А.В. Кострицын*

*[ovtom@mail.ru](mailto:ovtom@mail.ru)*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

**Аннотация.** В статье рассматривается разработка систем управления высокоплотной 3D сейсморазведкой в деятельности сервисных организаций нефтегазового комплекса на примере крупных нефтегазовых компаний. Исследован сейсмический подход, названа актуальность исследования. Было доказано, что разработка систем управления высокоплотной 3D сейсморазведкой в деятельности сервисных организаций нефтегазового комплекса опирается на создание цифрового двойника в виде центра управления сейсморазведкой с комплексом данных. Компания получает данные высокого расширения, формирует базу знаний с уникальными результатами исследований, на основе которых специалисты выбирают оптимальные решения для исследования участков добычи. Так, «Роснефть» увеличила эффективность бурения на 5-6% для месторождений с карбонатными коллекторами.

Исследование показало необходимость внедрения в данную систему цифровых двойников для повышения маржинального дохода от производства и сбыта электро – и тепловой энергии. Разработанные технологии помогают находить и коммерциализировать новые месторождения нефти и газа с минимальными затратами, а также извлекать больше ресурсов из существующих месторождений.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, нефтяные месторождения, нефтегазовый комплекс, инновации, промышленность.

Эффективность работы сервисных организаций нефтегазового комплекса обусловлена разработкой и применением на практике систем управления сейсморазведкой. Необходимость точного описания недр, снижения риска и прогнозирования геологических свойств между стволами скважин одинаково важна для различных мест геолокации. В течение многих лет сейсмический метод был инструментом разведки. Он указывал место для бурения на основе структурных компонентов или структурных представлений механизмов ловушек и уплотнений. Так, при разработке нетрадиционных месторождений использование геофизики расширилось до комплексной характеристики пласта и его применения в области разработки. [1] Сейсмические данные на ранних этапах использования нетрадиционных месторождений применялись больше для выявления опасных структурных компонентов, таких как разломы, складки, карстообразование и направления наклона.

Актуальность темы обусловлена тем, что, используя сейсмические данные с большим количеством атрибутов, наука движется в направлении возможности определения наиболее благоприятных пород для заканчивания скважин, тем самым повышая эффективность разработки систем управления высокоплотной 3D сейсморазведкой. [2] Так, цель работы состоит в анализе применения систем управления высокоплотной 3D сейсморазведкой в деятельности сервисных организаций нефтегазового комплекса и степени их разработки. Для этого были решена задача рассмотрения деятельности нефтегазовых компаний на предмет разработки систем управления сейсморазведкой.

В рамках исследования были изучены работы ведущих экономистов, аналитиков и представителей бизнес – сегмента в нефтегазовом секторе, в числе которых В.Н. Бородин, Т.Ш. Далатказин, А.С. Ведерников, Д.В. Григорьев.

В проведенном исследовании были использованы общенаучные методы: анализ, синтез, группировка, обобщение.

Сейсмическая разведка основана на анализе структуры, состава и строения пород, необходимых для геофизического исследования месторождений. [3] Сейсмические данные помогают операторам определить не только место бурения для доступа к наиболее "разрушаемому" породам, но и способ бурения с выбором зоны посадки и планирования траектории скважины с оптимальным интервалом. Получение трехмерных данных высокого разрешения с большей плотностью и широким азимутом также позволяет использовать сейсмические данные для более точного прогнозирования стратиграфии.

Имея на руках модель пласта, инженеры могут иметь представление о том, как следует стимулировать каждую скважину, чтобы добиться максимального возврата инвестиций. Они могут наблюдать за обработкой скважины в режиме реального времени и следовать шаблону, отслеживая трещиноватость породы и составляя карту стимулированного объема пласта.

Эксплуатация месторождений показывает наличие в недрах Земли остаточных залежей после проведения геофизических работ, что снижает продуктивность промысла на 40 – 50%. Такой нерациональный подход использования был решен благодаря применению сейсмической 3D – съемки, оценивающей все этапы

процесса добычи нефти, что позволяет рационально и точно управлять многокомпонентным комплексом работ.

ООО «РН - Техсервис» (в рамках научно – проектного комплекса «Роснефть») занимается вопросом обработки данных 3D сейсморазведки с помощью разработки технологии по освоению трудноизвлекаемых запасов. Исследование опирается на анализ месторождений с малоэффективными сейсмическими данными. Так, компания увеличила эффективность бурения на 5-6% для месторождений с карбонатными коллекторами. Инновационное развитие компании опирается на разработку технологий сейсморазведки. Особое внимание стали уделять компоненту рассеянных сейсмических волн, чтобы наиболее точно интерпретировать данные трехмерной сейсморазведки. [4]

Компания ООО «Геостра» (подрядчик сервисных работ в рамках разведочной геофизики АО «Башнефтегеофизика») регулярно проводит обработку сейсмической информации на сервисе «MCS», объединяющего данные высокоплотных сейсмических наблюдений МОГТ. Исходные данные составляют порядка сорока терабайт, что соответствует 2,5 тыс. квадратных километров. Для проведения работ необходимо исследовать 2 тысячи физических ядер, что эквивалентно 17 гигабайтам памяти на серверном блоке. Тесное взаимодействие серверов и «железа» в рамках сейсморазведки способно предоставить максимальный результат в среде виртуализации. Сервисные нефтегазовые компании стремятся хранить полученные 3D сейсморазведкой данные в облачном формате для ускорения обработки данных, оптимизируя расходы. [5]

Разработка систем управления высокоплотной 3D сейсморазведкой в деятельности сервисных организаций нефтегазового комплекса опирается на создание цифрового двойника в виде центра управления сейсморазведкой с комплексом данных. Компания получает данные высокого расширения, формирует базу знаний с уникальными результатами исследований, на основе которых специалисты выбирают оптимальные решения для исследования участков добычи. В данной системе сосредоточены бизнес – процессы и необходимые инструменты проведения высокоточных сейсмических работ в рамках времени и инновационных разработок, формируя единую карту выполнения работ и экспертную поддержку. Результатом становится высокоэффективное распределение мощностей и ресурсов, рациональная добыча, оптимальное планирование проведения работ. Перспективы использования цифрового продукта приведет к предикативной аналитике, усиливая оперативность принимаемых решений.

Современный подход к управлению высокоплотной 3D сейсморазведкой должен опираться на необходимость внедрения сейсморазведки минимального воздействия на окружающую среду («Зеленая сейсмика»). В связи с чем, есть целесообразность применения бескабельных технологий в рамках систем «RT System», «Unite». Так, удастся сократить на 1/3 вырубку леса, сохранив природу в «нетронутым виде». Технологии опираются на компактные источники возбуждения сейсмических волн посредством ежедневного считывания данных и большого массива данных для хранения. Способ пересекается с цифровыми продуктами современности, но в большей степени ориентируется на экологичную составляющую. Тесное переплетение железа, инноваций, идеологии и культуры сможет привести к эффективным результатам благодаря имеющимся возможностям. Для получения наиболее точных результатов моделирования необходимо интегрировать как можно больше доступных данных, включая 3-D сейсмику, данные

о напряжении в породе, данные о свойствах и механике породы. Микросейсмика позволяет взглянуть на ситуацию с другой стороны, выявить разломы, которые имеют более горизонтальное движение с небольшим вертикальным смещением.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Johnson K. Seismic & Geophysics [Электронный ресурс] URL: <https://www.aogr.com/magazine/sneak-peek-preview/high-density-long-offset-3-d-datasets-drive-seismic-acquisition> (дата обращения: 13.09.2022).
2. Бородкин В.Н. Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D, 3D / В.Н. Бородкин, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.Г. Плавник, А.А. Тепляков // Нефтегазовая геология. Теория и практика, науки о Земле и смежные экологические науки. - 2022. - №2(17). - С. 1 - 23.
3. Далатказин Т.Ш. Опыт применения геофизических методов в комплексе геодинамической диагностики горного массива / Т.Ш. Далатказин, А.С. Ведерников, Д.В. Григорьев, А.Л. Замятин, П.И. Зуев // Горная промышленность, Энергетика и рациональное природопользование. - 2022. - №1. - С. 105- 111.
4. «Роснефть» внедряет инновационную технологию сейсморазведки [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/202853/> (дата обращения: 13.09.2022).
5. Пилотный проект по обработке высокоплотных сейсмических данных с использованием сервиса MCS [Электронный ресурс] URL: <https://itnan.ru/post.php?c=1&p=484662> (дата обращения: 13.09.2022).

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ  
НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ АО «НК НПЗ» НА  
ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

*М.В. Ямина, А.А. Амосова*

*ФГБОУ ВО «Сам ГТУ»*

*Самара, Россия*

**Аннотация:** Предложено снизить объем отходов, размещаемых на объектах ОРО, путем их обезвреживания на территории АО «НК НПЗ» методом биодеструкции. Обосновано использование метода, позволяющего не только снизить негативное воздействие отходов на здоровье человека и окружающую среду путем снижения их класса опасности, но и получить продукт «компост».

**Ключевые слова:** биодеструкция, обезвреживание, нефтесодержащие отходы.

Биодеструкция является одним из наиболее перспективных методов обезвреживания нефтесодержащих отходов, и основана на трансформации токсичных компонентов отхода живыми организмами с дальнейшим получением продукта или менее опасных отходов[1]. В настоящее время в мире существует большое количество технологий биодеструкции отходов, в том числе с применением микробиологических биопрепаратов на основе аборигенной углеводородокисляющей микрофлоры, и среди них есть немало российских разработок, таких как «Ленойл», «Путидойл», «Деворойл», «Эколай» и др.[2]

На предприятии АО «НК НПЗ» образуется большое количество нефтесодержащих отходов III класса опасности для окружающей среды: отходы при извлечении нефтесодержащей жидкости из нефтесодержащих отходов; осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15%; отходы зачистки и промывки оборудования для хранения, транспортирования и обработки нефти и нефтепродуктов (шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти; грунт, загрязненный нефтепродуктами (где содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %). Обезвреживание этих отходов на территории цеха №11 АО «НК НПЗ» позволило бы значительно снизить объем отходов, обычно направляемых на размещение на объектах ОРО, и, таким образом, уменьшить негативную нагрузку на окружающую среду. Кроме того, биодеструкция нефтесодержащих отходов по предлагаемой технологии позволит получить продукцию «компост», пригодную к использованию взамен природных грунтов.

Предлагаемая технология включает в себя следующие этапы

1. Обезвреживание нефтесодержащих отходов на площадке биодеструкции в цехе №11 АО «НК НПЗ» осуществляется путем их смешения с компонентами, обеспечивающими протекание процесса деструкции углеводов



2. Обеспечить протекание процесса биодеструкции выполняется за счет:

-создания анаэробных условий в компостируемом материале за счет использования порообразующих и разрыхляющих добавок, а так же механического рыхления смеси землеройно-огрузочной техникой с использованием навесного оборудования;

-использование адаптированных нефтеразрушающих поликультур (биопрепаратов) («Ленойл», «Путидойл», «Деворойл», «Экойл»)

-создание благоприятных условий жизнедеятельности компостной микрофлоры путем внесения биогенных элементов (минеральных удобрений и органики), а также корректоров реакции среды (гипс, известь, осадки);[1]

3. Распределение отходов по площадке биодеструкции в виде «буртов»;

4. Перемешивание с компонентами биоструктурирующей смеси, в качестве которых будут выступать растительные отходы при уходе за газонами, цветниками, древесно-кустарниковыми посадками; уголь активированный отработанный при осушке воздуха и газов, не загрязненный опасными веществами и другие отходы, образующиеся на территории АО «НК НПЗ»;

5. Увлажнение и аэрирование буртов для поддержания активности аборигенной углеводородокисляющей микрофлоры, вплоть до «созревания» буртов;

6. Количественный и качественный контроль состава отхода «Компост после обезвреживания» 4-5 класса опасности.

После ввода площадки биодеструкции в эксплуатацию и получения образцов компоста возможно получение технических условий (ТУ) с переводом полученного материала в категорию «продукт». Такой «компост» пригоден для отсыпки территорий, обочин дорог, для вертикальной планировки, санитарной пересыпки рабочих карт и отсыпки откосов свалочного массива полигона отходов АО «НК НПЗ», а также «компост» может направляться сторонним организациям для дальнейшего его использования взамен природных грунтов.[1]

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проектная документация «Строительство площадки биодеструкции нефтесодержащих отходов в цехе № 11» заказчик – АО «НК НПЗ», свидетельство № П1-43-2-417 от 07.09.2011 г.
2. <https://vitusltd.ru> АгроПромышленный Комплекс «Витус».

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИКИ ПРЯМОГО СПЕКТРАЛЬНОГО  
ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ*Т.В. Бердникова, В.В. Ермаков**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**[tatyana.berdnikova.98@mail.ru](mailto:tatyana.berdnikova.98@mail.ru)*

**Аннотация:** описывается возможность применения техники прямого спектрального зондирования при оценке нефтяного загрязнения почв.

**Ключевые слова:** мониторинг почв, пролив нефти на грунт, спектроскопия, индекс состояния

Развитие промышленности и транспорта требует увеличения добычи нефти как энергоносителя и сырья для химической промышленности, что, в свою очередь, оказывает значительное воздействие на все компоненты окружающей среды. В последнее годы все актуальнее становится проблема предотвращения и своевременной ликвидации проливов нефтепродуктов на грунт.

Образование пролива нефти на земной поверхности и ее проникновение вглубь горизонта возможно в связи с такими процессами как выход из строя и разгерметизация оборудования при ее добыче, хранении, транспортировке, переработке и других аварийных ситуациях, а также при незаконных врезках на трубопроводном транспорте. Одно из наиболее частых явлений – порыв нефтепровода за счет накопления усталостных напряжений, образования микротрещин и, как итог, появления пробоев [3].

В таком случае, для предотвращения распространения нефтяного загрязнения по почвенному фронту необходим постоянный контроль земель вблизи нефтепроводов на содержание в них нефтепродуктов. Поскольку трубопроводы для перекачки нефти протянуты на достаточно большие расстояния, что связано с территориальной разрозненностью мест добычи и потребления, то обеспечить непрерывное наблюдение за почвами проблематично.

Выходом из сложившейся ситуации является применение техники спектрального зондирования, которая позволяет проводить анализ состояния почвы непосредственно на месте. Такие работы в ряде случаев проводятся с использованием различного вида специфических индексов, которые не соответствуют конечному веществу, но характеризуют его количество в составе. Данный метод зарекомендовал себя при оценке содержания в почве фосфора и других биогенных элементов [1].

Также, при уже имеющемся нефтяном проливе фиксация спектральным зондированием химических компонентов даст возможность определять свойства, присущие конкретной изучаемой почве, и моделировать этапы процесса ее самоочищения после нефтяного загрязнения.

Главное преимущество метода в том, что прямое спектральное зондирование может осуществляться как контактно, так и дистанционным образом. Для его реализации возможно установить соответствующее оборудование для фиксации

спектров на любой вид подвижной платформы, в том числе БПЛА [2]. Так, предлагаемый способ организации контроля почв позволит получать информацию об их состоянии быстро и непрерывно при сокращении транспортных затрат.

Таким образом, прямое спектральное зондирование с применением индексов состояния является перспективным методом для решения ряда экологических проблем, в частности, связанных с организацией мониторинга почвенного покрова вблизи объектов нефтяной промышленности.

### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бердникова Т.В., Ермаков В.В. Разработка методики дистанционного спектрального зондирования техногенно нагруженных территорий// Безопасность техногенных и природных систем. 2021. №3. 55-63 с.;
2. Михайленко И.М., Тимошин В.Н. Математическое моделирование и оценивание химического состояния почвенной среды по данным дистанционного зондирования Земли// Международный научно-исследовательский журнал. 2018. №9 (75). 26-38 с.;
3. Чеснокова С.М. Экологический мониторинг: Учебное пособие. Владимир: АКРАИМ, 2016. 84 с.

### ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

*М.В. Ямина, А.А. Амосова*

*ФГБОУ ВО «Сам ГТУ»*

*Смара, Россия*

**Аннотация:** Охарактеризована технология обезвреживания нефтесодержащих отходов, применяемая в АО «Самаранефтегаз». Проанализирован положительный эффект от данного вида обращения предприятия с нефтесодержащими отходами III класса опасности для окружающей среды.

**Ключевые слова:** нефтесодержащие отходы, обезвреживание

На предприятии АО "Самаранефтегаз" с момента начала производственной деятельности накоплено свыше 220,0 тыс. т нефтесодержащих отходов. К нефтесодержащим отходам, образующимся от деятельности АО «Самаранефтегаз», относят следующие: 1. Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (отход образуется в результате порывов трубопроводов, при ликвидации проливов нефти и нефтепродуктов); 2. Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов (отход образуется от зачистки резервуаров). Данные отходы относятся к III классу опасности для окружающей среды и нуждаются в

обязательном обезвреживании, поэтому на месторождениях АО «Самаранефтегаз» предусмотрены специальные площадки для обращения с таким видом отходов.

На Горбатовском месторождении АО «Самаранефтегаз» обустроены площадки для размещения и обезвреживания нефтесодержащих отходов и пункта приема и очистки жидкой фракции с порывов трубопроводов. При обезвреживании нефтесодержащих отходов на данных площадках, осуществляется обеспечение биоты питательными элементами. Для этого в компостируемую смесь вводят биодобавки: полуперепревшую или перепревшую органику, отходы животноводства, растительные остатки, отходы деревообработки, золу, гипс, минеральные удобрения. Путем добавления избыточного активного ила канализационных очистных сооружений и биопрепаратов достигается значительное увеличение численности микрофлоры [1].

Принимаемые нефтезагрязненные отходы поступают на площадку складирования нефтешламов, где происходит накопление отходов до момента их обезвреживания. С площадки складирования нефтешламов нефтесодержащие отходы посредством козлового крана переносятся на территорию технологической площадки переработки нефтешламов для формирования штабелей. В дальнейшем компостная смесь переносится в зону аэробной биодеструкции и формируется в высоконагружаемый аэрируемый кавальер. После биодеструкции компост переносится в зону созревания. Внесение биодобавок можно осуществлять как в инокулирующие штабеля, так и в высоконагружаемый кавальер. Внесение активного ила, а также селективных штаммов производится только в инокулирующие штабеля. Инокулирующие штабеля формируются при помощи экскаватора на пневмоколесном ходу с грейферным ковшом. На площадке временно размещаются следующие виды отходов: грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более) и шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов. Отведение нефтесодержащего поверхностного стока с территории площадки осуществляется в кольцевой дренаж и далее в пруд-испаритель. Дренажная сеть отведения углеводородсодержащего поверхностного стока с периметра площадки в накопитель с последующей рециркуляцией для увлажнения компостируемого грунта. Поверхностные стоки с территории площадки отводятся сетью производственно-дождевой канализации в нефтеловушку, после очистки от нефтесодержащих примесей вода направляется в пруд-испаритель. Пруд-испаритель загрязненного поверхностного стока предназначен для накопления и испарения нефтезагрязненных сточных вод с территории площадки, прошедших предварительную очистку в нефтеловушке. Часть стока из пруда-испарителя при помощи вакуум-машины направляется на увлажнение компоста в теплое время года. Жидкий сток через резервуар-отстойник направляется в пруд-испаритель. На площадке переработки замазученных грунтов предусмотрены две наблюдательные скважины. В северной части площадки за ограждением предусмотрена водоотводная канава, предназначенная для отведения условно-чистых поверхностных вод с верхних отметок прилегающей территории. Для защиты сооружений от затопления поверхностным стоком с прилегающей территории вокруг площадки выполнено земляное обвалование высотой 1 м.

Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что входе обезвреживания нефтесодержащих отходов АО «Самаранефтегаз» соблюдаются все меры по предупреждению загрязнения окружающей среды и значительно снижается вредное влияние токсичных компонентов на отдельные компоненты природных объектов и на экосистему в целом.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент АО «Самаранефтегаз» эксплуатация площадки для размещения и переработки нефтесодержащих отходов и пунктов приёма и очистки жидкой фракции с порывов трубопроводов на Горбатовском месторождении от 22.07.2016г. №П1-01.05 ТР-197 ЮЛ-035. Самара, 2016г.

УДК 534.6

### КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ НИЗКОЧАСТОТНОГО ШУМА И ВИБРАЦИИ НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*В.А. Виноградова, В.В. Ермаков*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия, [ncpe@mail.ru](mailto:ncpe@mail.ru)*

**Аннотация:** для комплексного решения проблемы низкочастотного шума и вибрации, авторами предлагается использовать три устройства для минимизации акустической энергии. Первое устройство предназначено для снижения передачи шума и вибраций от самого источника (компрессора) к полу. Далее предлагается установить специализированное опорное устройство при креплении труб для гашения вибраций трубопровода и снижения передачи энергии в точках крепления. Третьим элементом является комбинированное устройство для гашения низкочастотных шумов и вибраций, которое предназначено для устранения передачи акустической энергии через сам трубопровод и перекачиваемую среду.

**Ключевые слова:** низкочастотный шум; вибрации; акустика; энергетические установки

Как в мировой практике, так и на отечественных предприятиях нефтегазовой отрасли, применяется огромное количество энергетических установок, которые вносят свой вклад в общий уровень шума и вибраций на рабочем месте. Компрессорные агрегаты, вентиляторы, насосы, - все эти многоэлементные системы образуют собственные наборы частот вибраций. Изучая возникновение вибрации в установке, необходимо рассматривать данную установку в совокупности со всем подключенным к ней периферийным оборудованием. Собственно, энергетические установки, осушители, промежуточные охладители, ресиверы, и любые элементы

трубопровода образуют сложную механическую систему, передающую и изменяющую энергию вибрации. Конструкция при возбуждении от силовой установки вибрирует собственной частотой до тех пор, пока демпфирующие силы внутри элементов не остановят вибрацию. Зачастую может быть наоборот, отдельные элементы вступают в резонанс и амплитуды вибрации увеличиваются. В этом случае значительно повышается риск выхода оборудования из строя. Не говоря уже о вреде, причиненном работникам, все время находящимся под влиянием низкочастотных шумов и вибраций установки. Так как распространение шума и вибраций, помимо самого источника (компрессора), распространяется, в том числе, и по трубопроводу и по перекачиваемой среде, то их разрушительное влияние воздействуют на всю установку в целом.

В качестве типового решения была рассмотрена компрессорная установка с собственной системой трубопровода и опор, ведущей к другим элементам технологической установки, и способы гашения ее низкочастотных шумов и вибраций. Трубопроводы, в которых циркулирует жидкая или газообразная среда, вносят существенный вклад в общий уровень шумового загрязнения как в высокочастотной, так и в низкочастотной частях его спектра. Причем в последнем случае шум, распространяясь по конструктивным элементам установки далеко от источника возникновения, становится интегральной составляющей, влияющей на износ дорогостоящего оборудования.

В разное время авторами были предложены следующие устройства: опорное устройство гашения колебаний трубопровода [1] и комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления [2]. Также экспериментальным путем была доказана эффективность работы каждого из них, однако слишком большой вклад в общий уровень шума и вибраций вносит сам компрессор. Передача энергии от компрессора происходит не только по трубопроводу и перекачиваемой среде, а также от пола, на котором установлены механизмы. Требуется дополнительные меры по снижению шума и вибраций в самом источнике. Поэтому была разработана виброизолирующая опора.

Для комплексного решения проблемы низкочастотного шума и вибрации предлагается использовать три устройства для минимизации акустической энергии. Первое устройство предназначено для снижения передачи шума и вибраций от самого источника (компрессора) к полу. Далее предлагается установить специализированное опорное устройство при креплении труб для гашения вибраций трубопровода и снижения передачи энергии в точках крепления. Третьим элементом является комбинированное устройство для гашения низкочастотных шумов и вибраций, которое предназначено для устранения передачи акустической энергии через сам трубопровод и перекачиваемую среду.

Виброизолирующие опоры для компрессора устанавливаются на места штатных опорных устройств под рамой основания. Устройства для опоры трубопровода устанавливаются в местах, где необходимо крепление трубопровода к полу или стенам. Активное устройство устанавливается на выпускном трубопроводе на расстоянии не более 0,5 метра от компрессора.

Рассмотрим работу каждого устройства и их работу в совокупности. Виброизолирующая опора для компрессора 1.

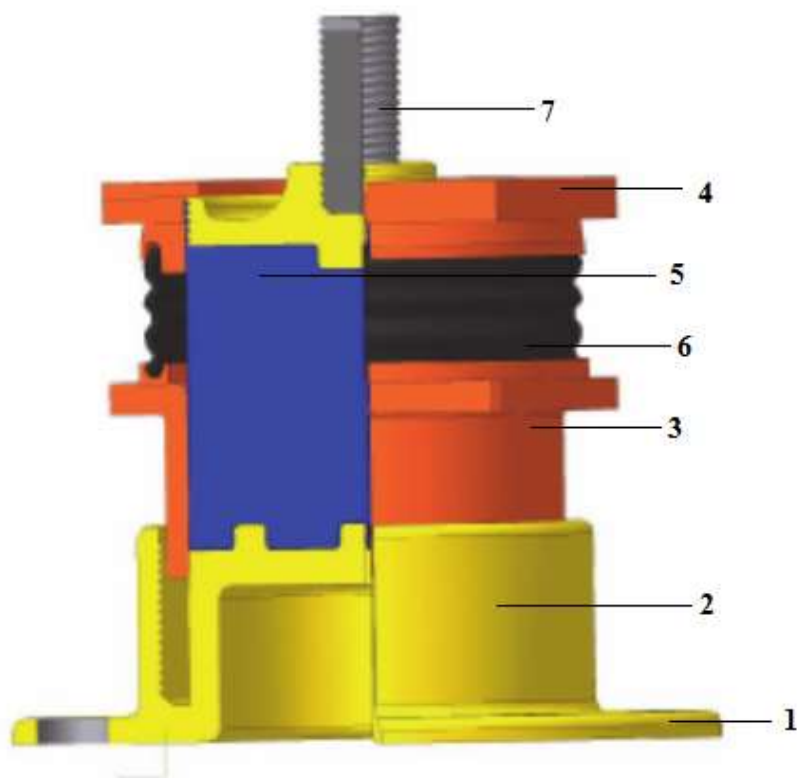


Рисунок 1. - Виброизолирующая опора для компрессора. 1 – опорный фланец 2 – стакан-корпус 3 – регулятор 4 – платформа 5 –демпфер 6 –пыльник 7 – крепёжные элементы

Конструкция предлагаемой виброизолирующей опоры (рисунок 1) включает базовый стакан-корпус с опорным фланцем. Отверстия на фланце позволяют производить крепление опоры на фундамент или иные конструкционные элементы. Их диаметр выбирается в зависимости от места крепления. Внутренняя стенка стакана имеет резьбу. На резьбовое соединение опирается регулятор. Для его поворота гаечным ключом в верхней части регулятор имеет шестигранное сечение. Поворот регулятора позволяет изменять величину зазора между ним и платформой. Платформа имеет элементы крепления для установки опорных элементов технологического оборудования или трубопроводов. В центральной части опоры между стаканом, регулятором и платформой размещается массивная вставка демпфер. Демпфер изготавливается из эластичного полимерного материала, например, из акрилонитрилбутадиенкаучука. В зависимости от нагрузок допустимо использование в качестве демпфера многокомпонентных вставок из армированной резины для высоких нагрузок или наполненные жидкостью резиновые оболочки для лёгкого оборудования. Для предотвращения загрязнения демпфера снаружи между регулятором и верхней платформой устанавливается гофрированный резиновый пыльник.



Изменение высоты свободной части резинового демпфера позволяет достаточно широко менять амплитуду перемещения частей опоры относительно друг друга. За счёт этих изменений упруго сжимаемая зона демпфера увеличивает или уменьшает жёсткость соединения. Так же при изменении величины зазора между металлическими элементами изменяется собственная частота колебания конструкции, что позволяет избежать появления резонансных режимов.

Данное устройство при достаточно простой в изготовлении конструкции может обеспечивать качественную поддержку оборудования различной массы. При этом работа устройства обеспечивает гашение вибраций в широком частотном диапазоне. Обеспечивается возможность подбора жёсткости конструкции для наиболее эффективного гашения колебаний и предотвращения резонанса конструкции.

Используя виброизолирующую опору для компрессора, снижаются вибрации и низкочастотные шумы в источнике.

Опорное устройство гашения колебаний трубопровода 2 изображено на рисунке 2.

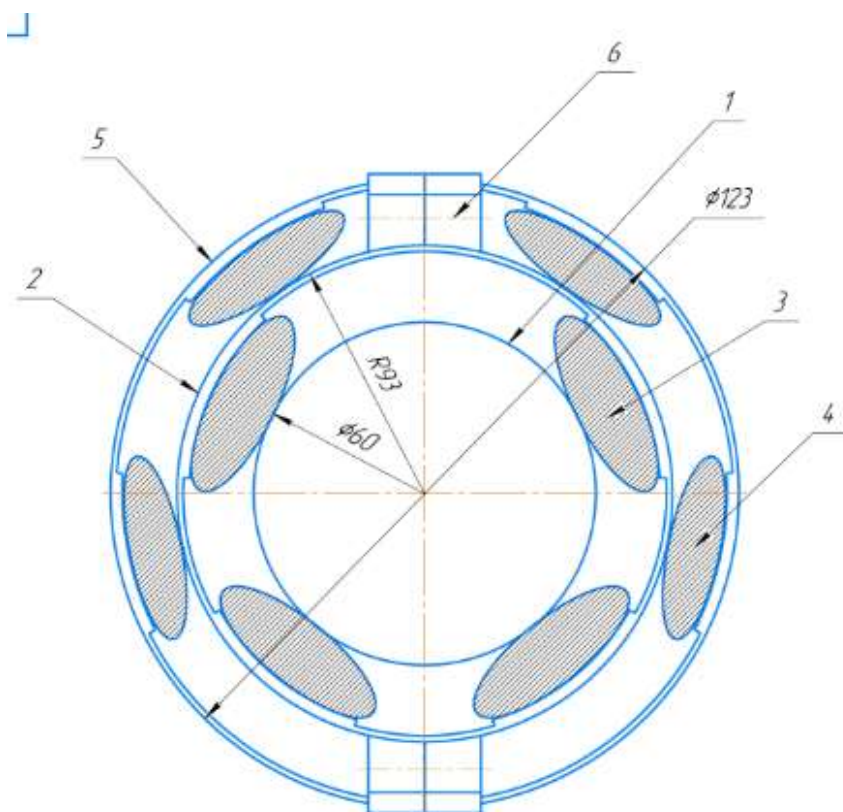


Рисунок 2. - Опорное устройство гашения колебаний трубопроводов.  
 1 – поверхность трубопровода, 2 – хомут внутренний, 3 – демпфер первого ряда, 4 – демпфер второго ряда, 5 – внешний кожух, 6 – винт хомута.

Виброопора предназначена для виброзащиты трубопроводов энергетических установок. Она использует в качестве рабочего тела цилиндрические демпфирующие вставки из вибропоглощающего материала. Демпферы устанавливаются в кольцевых зазорах, образованных между трубой и регулирующим хомутом, а также между хомутом и внешним кожухом. Внешний кожух жёстко соединяется с соответствующим креплением или опорой трубопровода на стене или полу. Использование регулировочного хомута позволяет менять степень сжатия демпфирующих вставок. При этом меняется высота демпфирующих вставок и площадь их соприкосновения с трубой и кожухом. Это позволяет избежать выхода устройства виброопоры на резонансные режимы. Использование предлагаемого изобретения для снижения вибрации трубопроводов при соответствующей регулировке виброопоры позволяет существенно снижать поперечные и крутильные вибрации в широком диапазоне частот.

Таким образом, снижаются вибрации по трубопроводу, которые способны создавать вторичный шум, а так же предотвращается передача вибраций строительным конструкциям от опор трубопровода.

Комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления 3 изображено на рисунке 3.

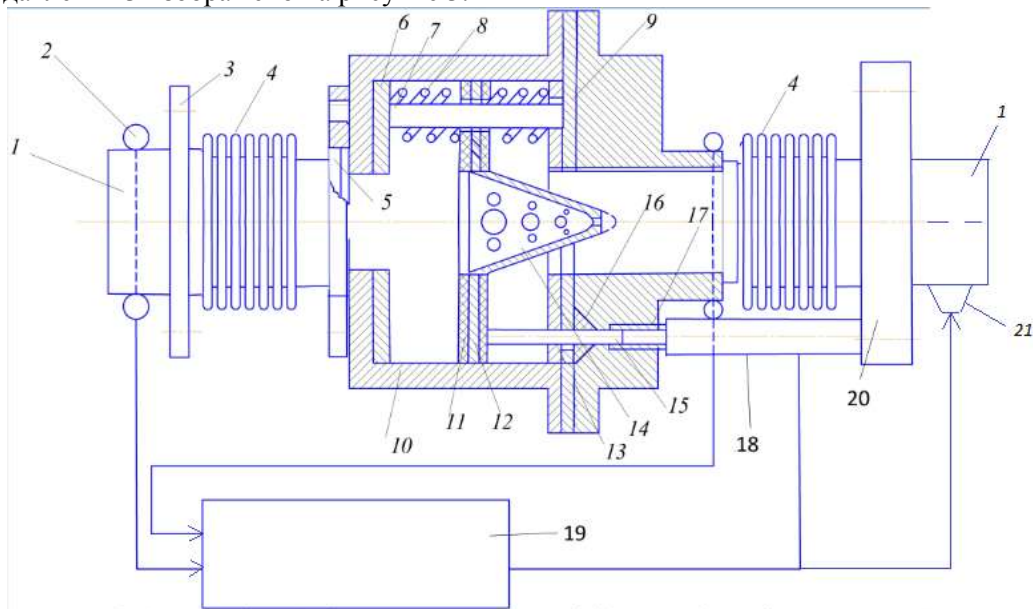


Рисунок 3. - Комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления

1- трубопровод; 2 – датчик (датчики) пульсаций давления и (или) звука; 3 – фланец соединения с перфорированной вставкой; 4 – сильфонные компенсаторы; 5 – фланец соединения с корпусом; 6 – мягкая шайба опоры направляющих передняя; 7 – направляющая; 8 – демпфирующие пружины; 9 – мягкая шайба опоры направляющих задняя; 10 – корпус; 11 – смягчающая вставка; 12 – рабочий диск; 13 – направляющая шайба штанга-толкателя; 14 – перфорированная вставка; 15 – штанга-толкатель вибратора; 16 – фторопластовый уплотнитель; 17 – крышка корпуса; 18 – исполнительный элемент вибратора; 19 – блок формирования характеристик компенсации пульсаций давления и шума энергетической установки; 20 – опорный фланец; 21 - дополнительный источник компенсации звука.

В вырезанный участок трубопровода 1 помещается сильфонный компенсатор 4, за которым прикрепляется перфорированная вставка, выполняющая функцию гасителя колебаний давления – глушителя шума 14. Перфорированная вставка выполнена в виде диска и может иметь различную форму (например, параболоидальную, круглую, прямоугольную, конусообразную и др.) и различные размеры, а диаметры её отверстий варьируются таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность работы устройства за счет выравнивания пульсаций давления и скоростей при распространении потока газа или жидкости среды по трубопроводу. При этом, исходя из характера распространения потока газа (жидкости) по трубопроводу, наиболее универсальной формой перфорированной вставки является параболоидальная.

Перфорированная вставка 14, выполняющая функции гасителя колебаний давления и глушителя шума, опирается своим рабочим диском 12 на упругие элементы в виде пружин – демпфирующие пружины 8. Демпфирующие пружины 8 перемещаются по направляющим 7 между корпусом 10 и крышкой корпуса 17. Между демпфирующими пружинами 8 и корпусом 10 с обеих сторон установлены передняя и задняя мягкие шайбы опоры направляющих из шумоизолирующего и (или) шумопоглощающего материала, например, резины, фибролита, полиуретана и др.: мягкая шайба опоры направляющих передняя 6 и мягкая шайба опоры направляющих задняя 9. В крышке корпуса 17 выполнены каналы, а в смягчающей вставке 11 и направляющей шайбе штанги-толкателя 13 сделаны отверстия, в которых установлены пропущенные через фторопластовый уплотнитель 16 штанги-толкатели вибратора 15 исполнительных элементов вибратора (вибраторов) 18. При этом перфорированная вставка 14, направляющая 7, демпфирующие пружины 8, мягкая шайба опоры направляющих передняя 6 и мягкая шайба опоры направляющих задняя 9 собраны в единую кассету, после которой помещается второй сильфонный компенсатор 4.

Перед обоими сильфонными компенсаторами 4 помещаются датчики пульсаций давления и (или) звука 2, например, выполненные в виде датчиков вибрации или в виде чувствительных микрофонов и установленные на поверхности трубопровода, для измерения параметров пульсаций давления жидкости или газа и шума в трубопроводе энергетической установки. Данные с датчики пульсаций давления и звука передаются на блок формирования характеристик компенсации пульсаций давления и шума энергетической установки 19, выполненный, например, в виде программируемого логического цифрового контроллера, который вырабатывает компенсирующий сигнал с характеристиками, необходимыми для эффективной компенсации, и подает его на исполнительный элемент вибратора 18 и (или) на дополнительный источник компенсации звука 21. Соединения с трубопроводом и отдельными элементами устройства происходят при помощи фланца соединения с перфорированной вставкой 3, фланца соединения с корпусом устройства 5 и опорного фланца 20.

При компоновке этих механизмов в систему трубопроводов удастся получить максимальные эффекты по уменьшению потоков колебательной и акустической энергии по всем трем путям ее распространения: через амортизацию, по воздушной среде и через трубопроводы.

Устройство работает следующим образом. Поток газа или жидкости, генерирующий пульсации давления и шум, проходит через трубопровод 1 и первый сильфонный компенсатор 4 в единую кассету, включающую перфорированную вставку 14, направляющую 7, демпфирующие пружины 8, мягкую шайбу опоры направляющих переднюю 6 и мягкую шайбу опоры направляющих заднюю 9 и, проходя через второй сильфонный компенсатор 4, продолжает распространяться по трубопроводу энергетической установки. Под воздействием колебательной энергии потока газа или жидкости перфорированная вставка 14, размещенная в трубопроводе, начинает совершать колебательные движения. Сглаживание (выравнивание) пульсаций давления достигается путем прохождения потока газа или жидкости среды через перфорированные отверстия вставки 14 и демпфирующих свойств пружин 8. Эффект снижения шума достигается за счет шумоизолирующих и (или) шумопоглощающих свойств мягких шайб опоры направляющих передней и задней. Дополнительно колеблющаяся перфорированная вставка 14 через штанги-толкатели 15 передает колебательную энергию на исполнительные элементы вибратора (вибраторов) 18, демпфирующие колебательную энергию потока газа или жидкости и снижающие тем самым пульсации давления и шум при распространении потока по трубопроводу. Использование сильфонных компенсаторов 4 позволяет дополнительно сглаживать пульсации давления потока жидкости или газа в трубопроводе, а также осуществлять дополнительную защиту трубопровода от деформаций и расширений, вызванных воздействием вибрации и перепадами температуры среды.

Устройство также содержит систему формирования характеристик компенсации пульсаций давления и шума энергетической установки, позволяющую достичь дополнительного эффекта снижения пульсаций давления и шума при распространении газо-гидродинамического потока в трубопроводе энергетической установки, в том числе в диапазоне низких частот.

Датчики пульсаций давления и (или) звука 2 определяют характеристики пульсаций давления и (или) звука и передают полученные данные на блок формирования характеристик компенсации пульсаций давления и шума энергетической установки 19, который вырабатывает компенсирующий сигнал и подает его на исполнительный элемент вибратора 18 в противофазе к звуку и (или) пульсациям давления жидкости и (или) газа, проходящим через трубопровод 1 энергетической установки, с необходимыми для эффективной компенсации характеристиками звука и вибрации. В результате суперпозиции и (или) интерференции звука и (или) пульсаций давления жидкости и (или) газа, проходящих через трубопровод 1 энергетической установки, и компенсирующего сигнала, генерируемого блоком 19 и подаваемого на исполнительный элемент вибратора 18 и (или) дополнительный источник (источники) компенсации звука 21, генерирующими звук и вибрацию с требуемыми для эффективной компенсации виброакустическими характеристиками, достигается эффективное ослабление (компенсация) пульсаций давления и шума энергетической установки. При этом перфорированная вставка 14 выполнена в виде диска и может иметь различную форму (например, параболоидальную, круглую, прямоугольную и др.) и различные размеры, выбираемые в зависимости от типа энергетической установки, вида потока рабочей среды (газ, жидкость), характеристик и характера распространения рабочей

среды по трубопроводу. Диаметры отверстий перфорированной вставки выбираются таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность работы устройства за счет выравнивания пульсаций давления и скоростей при распространении потока газа или жидкости среды по трубопроводу. Ближе к центру диаметр отверстий снижается. При этом общая суммарная площадь всех отверстий равна площади живого сечения трубопровода, что снижает гидравлическое сопротивление устройства.

Исполнительный элемент вибратора может приводиться в действие с помощью штанги-толкателя вибратора 15 или непосредственно путем подачи компенсирующего сигнала, генерируемого блоком 19, что повышает надежность и долговечность использования заявляемого устройства в реальных условиях эксплуатации.

Блок формирования характеристик компенсации пульсаций давления и звука может вырабатывать компенсирующий сигнал либо для уменьшения пульсаций давления, либо для снижения звука.

Исполнительный элемент вибратора может быть выполнен в виде осциллирующей заслонки, поршня, виброактивной массы и др. Дополнительный источник звука может быть выполнен в виде громкоговорителя.

Предлагаемое устройство позволяет осуществлять одновременное эффективное гашение газо- и гидродинамического шума и газо- и гидродинамических пульсаций давления в трубопроводных системах, генерируемых при работе энергетических установок, и повысить эффективность снижения пульсаций давления и шума при распространении потока газа или жидкости по трубопроводу.

Устройства были внедрены на типовую компрессорной установку мощностью 4,0 кВт на примере компрессорной установки ПО СОМ СО-76 (Вильнюс). Компрессорные установки такого типа предназначены для сжатия газов и перекачивания их к потребителям и часто используются на многих предприятиях отечественного производства. Компрессор СО-7Б - поршневой, двухцилиндровый, одноступенчатый, простого действия с принудительным воздушным охлаждением от шкива маховика с лопастями. Питание компрессорной установки осуществляется от сети переменного тока частотой 50Гц и напряжением 380В. Привод компрессора осуществляется через клиноременную передачу от трехфазного асинхронного двигателя мощностью 4,0 кВт. Все узлы компрессора смонтированы на ресивере, снабженном для передвижения колесами и поручнем.

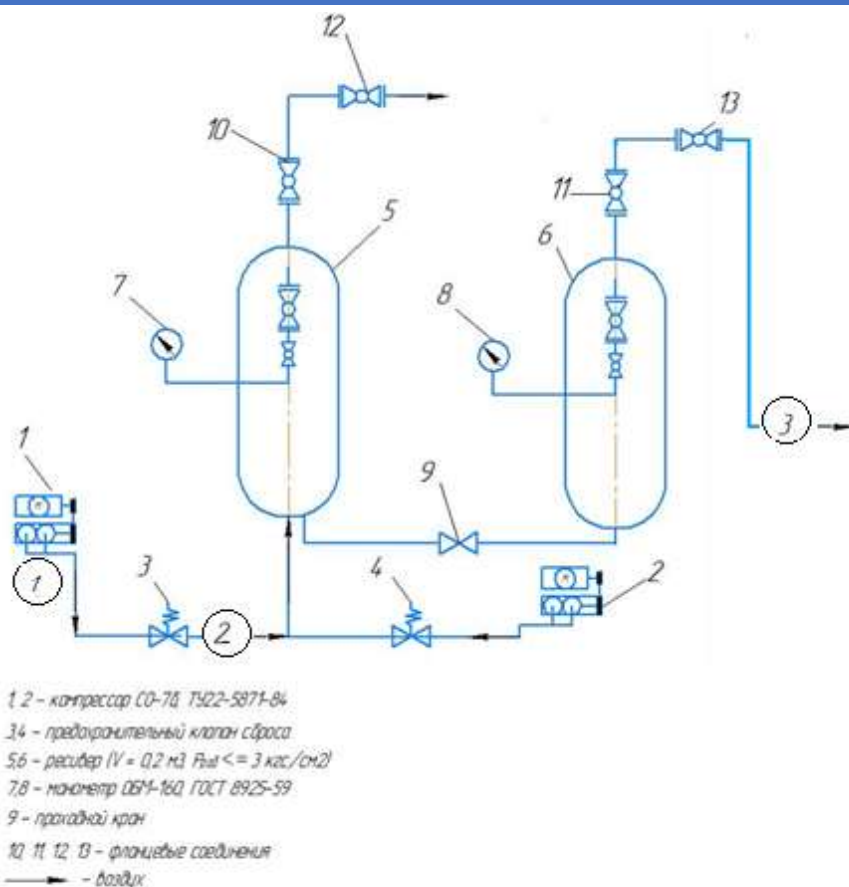


Рисунок 4 - Принципиальная схема установки ПО СОМ СО-76

Нагнетаемый компрессором 1 воздух поступает в ресивер 5, где генерируется давление, и далее проходит через фланцевые соединения 10, 12 в трубопровод, откуда уже распределяется на другие лабораторные стенды. От ресивера 5 отходит манометр 7, который показывает набранное давление в емкости. В случае, если давление в системе превысит значение 3 кгс/см<sup>2</sup>, срабатывают предохранительные клапаны 3, 4. Между ресивером 5 и ресивером 6 установлен проходной вентиль. Компрессор 2, ресивер 6, манометр 8 и фланцевые соединения 11, 13 являются дублирующими.

Компрессорная установка состоит из следующих узлов: компрессора, ресивера, предохранительного клапана, регулятора давления, маслолагоотделителя, воздушного фильтра, электродвигателя, пускателя, трубопровода и ограждения. Все узлы компрессора смонтированы на ресивере. Виброизолирующая опора 1 была установлена и отрегулирована под компрессор; опорное устройство гашения колебаний трубопровода 2 было установлено на участке трубопровода до ресивера; комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления 3 было установлено на участке трубопровода, ведущего к другим установкам.



Распределение интенсивности звука по высоте 1/3 октавы

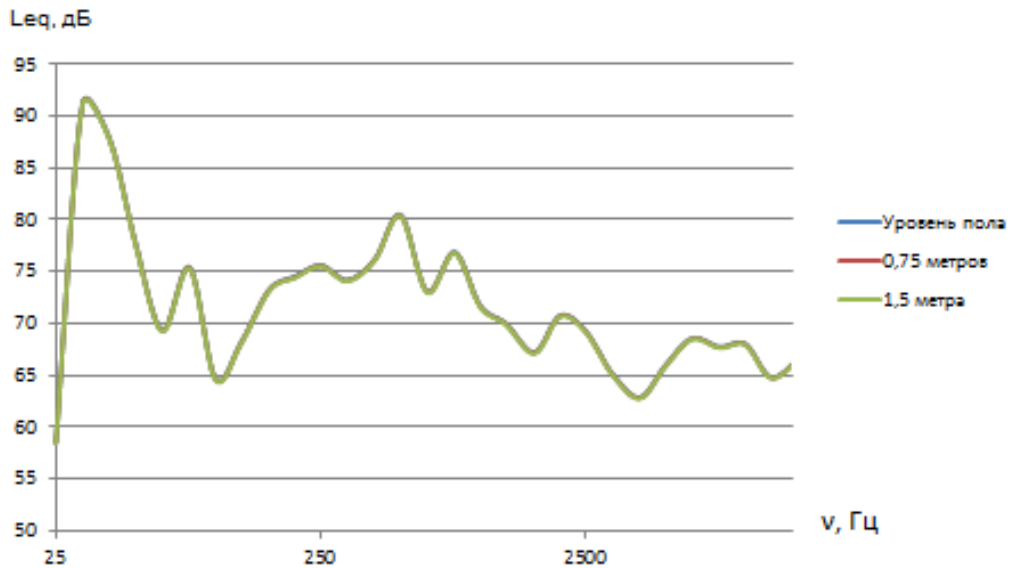


Рисунок 5. – Измерение уровня звукового давления установки без устройств шумоподавления

На рисунке 5 изображен график зависимости звукового давления в спектре 1/3 октавы. Низкочастотные шумы распространяются равномерно на уровне пола, на высоте 0,75 и 1,5 метра от пола, и достигают 93,5 дБ. Далее для оценки эффективности работы были исследованы уровни звукового давления установки с использованием опорного устройства гашений колебаний трубопровода и комбинированного устройства гашения низкочастотного шума и колебаний давления.



**Распределение интенсивности звука по высоте 1/3 октавы с использованием опорного устройство гашения колебаний трубопровода**

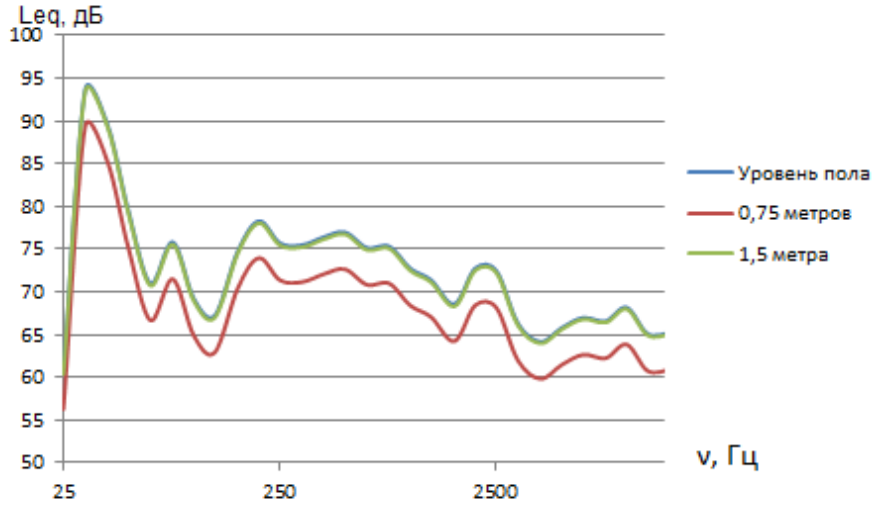


Рисунок 6. – Измерение уровня звукового давления установки с использованием опорного устройство гашения колебаний трубопровода

Анализ экспериментальных данных показал, что при использовании опорного устройство гашения колебаний трубопровода уровень звукового давления на высоте трубопровода значительно уменьшается, что доказывает эффективность работы устройства. Однако требуется снизить значения звукового давления на уровне пола и на высоте 1,5 метра от пола.

**Распределение интенсивности звука по высоте 1/3 октавы с использованием комбинированного устройства гашения низкочастотного шума и колебаний давления**

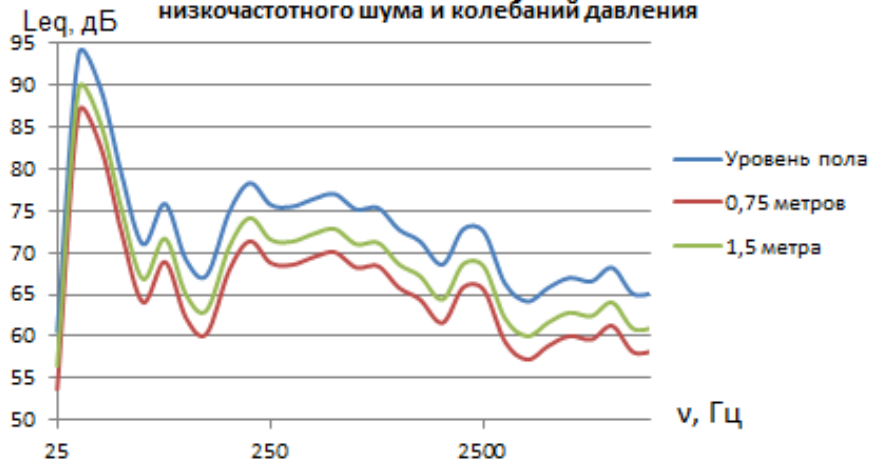


Рисунок 7. – Измерение уровня звукового давления установки с использованием комбинированного устройства гашения низкочастотного шума и колебаний давления

При использовании комбинированного устройства гашения низкочастотного шума и колебаний давления наблюдается снижение звукового давления на высоте 0,75 метров и 1,5 метра соответственно. Однако уровень звукового давления на высоте пола остается неизменным. Для того, чтобы уровень звукового давления максимально снижался во всех плоскостях и высотах, были установлены три устройства.

Виброизолирующая опора 1 была установлена и отрегулирована под компрессор; опорное устройство гашения колебаний трубопровода 2 было установлено на участке трубопровода до ресивера; комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления 3 было установлено на участке трубопровода, ведущего к другим установкам. На рисунке 8 изображен график распределения интенсивности звука по высоте 1/3 октавы при внедрении вышеуказанных механизмов на компрессорную установку.

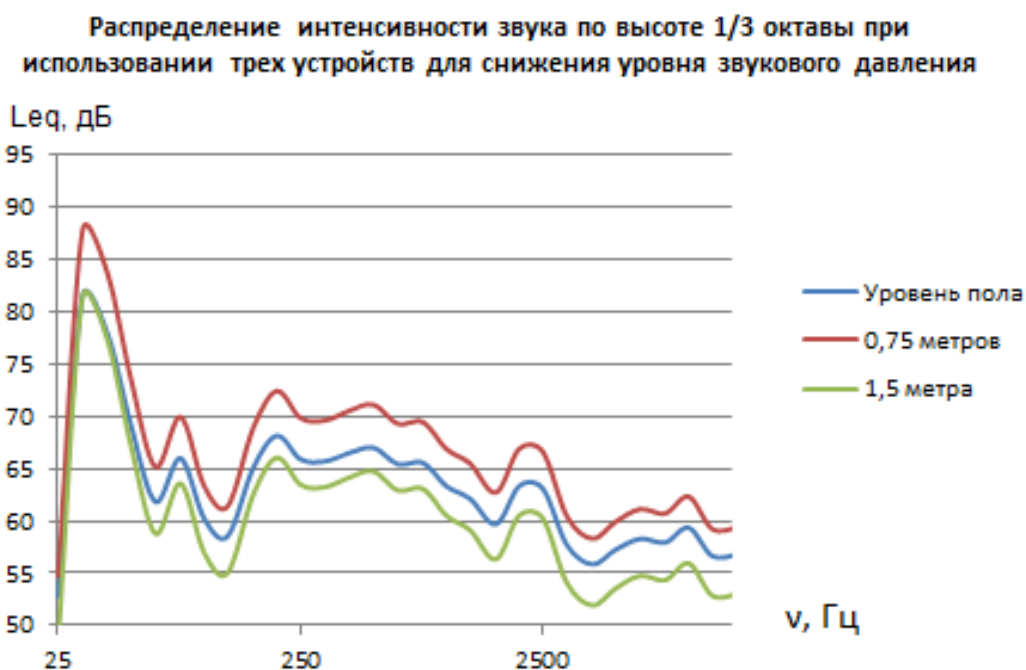


Рисунок 8. – График снижения уровня звукового давления при использовании трех механизмов на различной высоте.

Анализ экспериментальных данных показывает, что при установке трех механизмов в системе наблюдается снижение уровня звукового давления на всех высотах. Устройства без должной регулировки и отстройки способствовали снижению шума и вибраций в среднем на 8 %. Однако при правильном подборе жесткости опор и настройке гасителя эффективность снижения шума и вибраций составила в среднем 30%. В разных точках установки, на различной высоте измерений от пола и трубопровода результаты разнятся. Максимальная эффективность снижения уровня звукового давления достигается на расстоянии 5 метров от источника (компрессора) на высоте человеческого уха.

Установив виброизолирующую опору 1, наблюдается значительное снижение уровня звукового давления от компрессора, которое передается по полу. А совместное действие опорного устройства гашения колебаний трубопровода и комбинированного устройства гашения низкочастотного шума и колебаний давления привело к снижению уровня звукового давления на высоте трубопровода и высоте человеческого уха.

Таким образом, внедрение всех трех устройств в компрессорную установку максимально снижает акустическую энергию и вибрацию во всех направлениях: через источник, через трубопровод и через перекачиваемую среду.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев А.В., Ермаков В.В., Виноградова В.А. Опорное устройство гашения колебаний трубопроводов. Патент на полезную модель 209698 U1, 18.03.2022. Заявка № 2021131741 от 28.10.2021.
2. Васильев А.В., Ермаков В.В., Виноградова В.А. Комбинированное устройство гашения низкочастотного шума и колебаний давления. Патент на полезную модель 211847 U1, 24.06.2022. Заявка № 2021136243 от 09.12.2021.

### ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИОНУКЛИДОВ В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ

*Д.Е. Щербаков, В.В. Ермаков*

*Самарский Государственный Технический Университет  
г. Самара, Россия*

**Аннотация:** в статье рассмотрена проблема содержания радионуклидов в нефтешламах и продуктах их переработки. Обоснована необходимость изучения характера перераспределения радионуклидов в процессах переработки нефтешламов. Предложен метод изучения.

**Ключевые слова:** нефтешламы, переработка, радионуклиды.

Добываемые попутно с нефтью пластовые воды обычно содержат в себе множество растворённых солей, в том числе, и соли природных радионуклидов, таких как изотопы урана, тория и радия. При изменении термобарических характеристик воды в процессе её поднятия к поверхности, растворимость этих солей уменьшается, и они выпадают в осадок, откладываясь на внутренних поверхностях труб. Часть осадка при этом остаётся в нефти и, при её хранении и транспортировке аккумулируется в резервуарных нефтешламах, чем обуславливается их радиоактивность. В зависимости от конкретного нефтяного месторождения, удельная активность может составлять от десятков до тысяч Бк/кг.

В настоящее время существует тенденция к переработке отходов и повторному их использованию вместо захоронения. В частности, нефтяные шламы могут быть использованы в качестве топлива, в строительстве (при производстве теплоизоляционных материалов – пористых заполнителей) и при производстве

битумов для дорожного строительства. При этом, различные процессы переработки могут привести к аккумуляции радионуклидов не только в оборудовании, но и в конечном продукте, что ведёт к повышению радиационного фона не только сотрудников предприятия, но и населения в целом.

Для исследования характера распределения радионуклидов в тех или иных процессах переработки предлагается выполнить моделирование этих процессов в лабораторных условиях. Для анализа концентрации радионуклидов и радионуклидного состава исходных образцов нефтяного шлама и продуктов переработки предлагается использовать метод гамма-бета спектрометрии.

В качестве анализируемых процессов предлагается сжигание, экстракция и перегонка, как основные используемые для переработки нефтешламов. Полученные результаты анализа активности исходного шлама и продуктов переработки можно использовать для определения закономерностей перераспределения радионуклидов при переработке. Эта информация поможет оценить возможность применения конкретного нефтяного шлама в тех или иных целях без создания дополнительных рисков, связанных с угрозой облучения сотрудников предприятий и населения.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ  
ОБРАЗОВАНИЕ**

УДК 303.732.4

АНАЛИЗ БЮДЖЕТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ  
КОНТРОЛЬНЫХ ЦИФР ПРИЕМА В ВУЗЫ*Е.П. Тупоносова**СамГТУ, Самара, Россия, [tuponosova.ep@mail.ru](mailto:tuponosova.ep@mail.ru)*

Согласно № 273 – ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», число обучающихся по образовательным программам высшего образования определяется на основе контрольных цифр приема (КЦП) на обучение по научным специальностям за счет бюджетного ассигнования федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов[1].

Распределение КЦП ежегодно утверждается Министерство науки и высшего образования Российской Федерации (Минобрнауки России). При формировании объемов бюджетных мест, существуют следующие три шага:

- 1) определяются объемы КЦП на основе потребности экономики в подготовке кадров и целей национальных проектов;
- 2) согласование объемов КЦП с отраслевыми министерствами и субъектами РФ;
- 3) выделение объемов КЦП и согласованные объемы по направлениям по регионам.

Согласование объемов КЦП происходит со следующими министерствами[2, 3]:

- Минобрнауки России (математика и механика, физика и астрономия, химия, прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия, психологические науки, социология и социальная работа, политические науки и регионоведение, языковедение и литературоведение, история и археология, философия, этика и религиоведение);
- Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации (Минцифры России) (компьютерные и информационные науки, информатика и вычислительная техника, электроника, радиотехника и системы связи, экономика и управление, средства массовой информации и информационно-библиотечное дело, языковедение и литературоведение);
- Министерство культуры Российской Федерации (искусство и культура);
- Министерство здравоохранения Российской Федерации (здравоохранение и медицинские науки, психологические науки);
- Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) (архитектура, техника и технологии строительства, сельское, лесное и рыбное хозяйство, экономика и управление);
- Министерство экономического развития Российской Федерации (экономика и управление, сервис и туризм);

- Министерство сельского хозяйства Российской Федерации (промышленная экология и биотехнологии, прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия, техносферная безопасность и природообустройство, сельское, лесное и рыбное хозяйство, ветеринария и зоотехния);
- Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (науки о земле, техносферная безопасность и природообустройство, прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия, сельское, лесное и рыбное хозяйство);
- Министерство транспорта Российской Федерации (техника и технологии строительства, техника и технологии наземного транспорта, аэронавигация и эксплуатация авиационной и ракетно-космической техники, техника и технологии кораблестроения и водного транспорта);
- Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) (электро- и теплоэнергетика, прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия);
- Министерство спорта Российской Федерации (Минспорт России) (физическая культура и спорт);
- Министерство просвещения Российской Федерации (Минпросвещения России) (образование и педагогические науки, философия, этика и религиоведение, теология);
- Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации (Минтруда России) (социология и социальная работа);
- Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России) (техносферная безопасность и природообустройство);
- Федеральное архивное агентство (Росархива) (история и археология);
- Федеральное агентство по делам молодёжи (Росмолодёжь) (социология и социальная работа);
- Федеральная служба по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК) (информационная безопасность);
- Госкорпорация «Роскосмос» (авиационная и ракетно-космическая техника);
- Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» (ядерная энергетика и технологии, химические технологии).

В 2022 году количество бюджетных мест по РФ составляет 588044, из которых на бакалавриат приходится 57,8%, на магистратуру – 21,2%, а на специалитет – 14,7, на ординатуру – 3,3, на аспирантуру – 3% и на ассистентуру - стажировку – 0,1%(рисунок 1). Доля прироста по сравнению с 2021 годом составила 11546 мест, а по программам бакалавриата - 0,9 %, а по магистратуре – 3,9%.



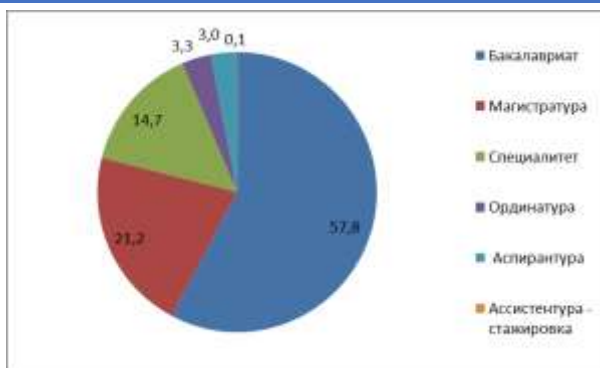


Рисунок 1 – КЦП в 2022 году

В Приволжском федеральном округе в 2022 году число бюджетных мест в рамках КЦП составило 115579 мест, что соответствует второму месту, после центрального федерального округа.

В таблице 1 и на рисунке 2 представлены КЦП по некоторым областям РФ за 2022 год .

Таблица 1 – КЦП по областям

Область	Московская область	Ленинградская область	Республика Татарстан	Свердловская область	Ростовская область
КЦП	105096	50724	21707	19699	19001
Область	Новосибирская область	Республика Башкортостан	Томская область	Самарская область	Красноярский край
КЦП	15803	13602	13319	13194	13105

Самое большое количество КЦП в РФ выделяются Московской и Ленинградской области. В другие регионы было распределено 302794 места.

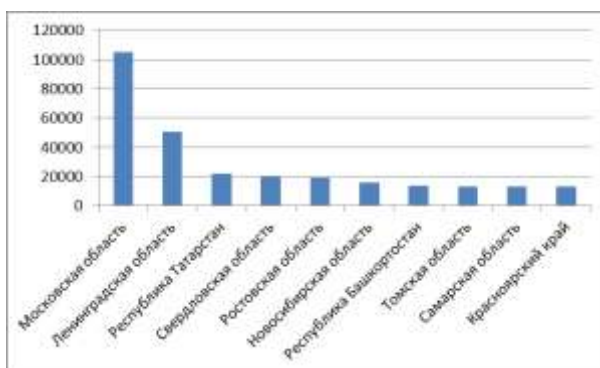


Рисунок 2 - КЦП по областям

Согласование объемов КЦП Минобрнауки России по нефтяным направлениям осуществляет с Минэнерго России, Минсельхоз России и Минприроды России. При распределении бюджетных мест по специальностям прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия в 2022 году по специалитету, было выделено 5879 мест, а для бакалавриата – 7836 мест.[4]

В Самарском государственном техническом университете в 2022 году в институте нефтегазовых технологий КЦП за счет средств федерального бюджета составили 220 мест, из которых по специальности нефтегазовое дело 130 мест,

технологические машины и оборудование – 43 места и энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии – 47 мест[5].

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон от 29.12.2012 N 273-ФЗ (ред. от 14.07.2022) "Об образовании в Российской Федерации" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2022)  
[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_140174/8f0d1d79be2a396d03ccc8425a2b8cd707481d93/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140174/8f0d1d79be2a396d03ccc8425a2b8cd707481d93/)
2. <https://fgosvo.ru/uploadfiles/presentations/pk.pdf> Совершенствование механизма распределения контрольных цифр приема (КЦП)
3. Приказ от 12 сентября 2013 г. N 1061 Об утверждении перечней специальностей и направлений подготовки высшего образования
4. <https://minobrnauki.gov.ru/local/templates/minobr/video/Презентация%20КЦП.pdf> О подходах к формированию объемов и распределению бюджетных мест по образовательным программам высшего образования в 2022 году
5. <https://priem.samgtu.ru/admission/bachelors> Самарский государственный технический университет

УДК 378.6

### АНАЛИЗ МЕТОДИК, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОЦЕНКУ ЛИЧНОСТНЫХ КАЧЕСТВ РАБОТНИКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

*О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова*

*СамГТУ, Самара, Россия, [oukalmiykova@mail.ru](mailto:oukalmiykova@mail.ru)*

ANALYSIS OF METHODS AIMED AT ASSESSMENT OF PERSONAL QUALITIES OF EMPLOYEES OF INDUSTRIAL ORGANIZATION

*O. Yu. Kalmykova, S.N. Parfenova*

*SamGTU, Samara, Russia, [oukalmiykova@mail.ru](mailto:oukalmiykova@mail.ru)*

**Аннотация.** В статье анализируются методики, направленные на идентификацию и оценку индивидуально-личностных особенностей персонала в промышленной организации, которые можно использовать на различных этапах реализации системы стрессменеджмента.

**Annotation.** The article analyzes methods aimed at identifying and evaluating the individual and personal characteristics of personnel in an industrial organization, which can be used at various stages of the implementation of the stress management system.

**Ключевые слова:** кадровая политика, стрессменеджмент, синдром профессионального выгорания, комфортность организационной среды, показатель эмоционального истощения работников, конфликтологическая компетентность,

уровень корпоративного настроения работников, картографический метод анализа конфликтов.

**Key words:** personnel policy, stress management, professional burnout syndrome, comfort of the organizational environment, indicator of emotional exhaustion of employees, conflictological competence, level of corporate mood of employees, cartographic method of conflict analysis.

Реализация активной кадровой политики промышленной организации нефтегазовой отрасли в области управления конфликтами и профессиональными стрессами предполагает осуществление следующих кадровых мероприятий:

- систематическое проведение стресс-мониторинга и определение: стратегии поведения работников в конфликтных ситуациях; личностных характеристик индивидов; характера сложившихся межличностных отношений в трудовом коллективе; социально-психологического климата; уровня деструктивной конфликтности; удовлетворенности трудом и уровня стрессогенности организационной среды промышленной организации и др.;

- формирование банка внешних и внутренних стресс-факторов; профиля кадровых рисков промышленной организации; кадровых мероприятий, направленных на повышение уровня конфликтологической и стресс-компетентности руководителей и работников организации; обучающих (корпоративных) тренингов по профилактике профессионального (психологического, рабочего, информационного) стресса и др.;

- формирование благоприятного социально-психологического климата за счет: оптимизации организационной структуры с учетом способностей индивидов; соблюдения санитарно-гигиенических норм; предоставления работникам права участвовать в принятии определенных решений; организации обучающих и корпоративных тренингов по профилактике синдрома эмоционального выгорания; предоставления работникам регулярной обратной связи о результатах их труда и др.;

- разработка и реализация системы управления кадровыми рисками в промышленной организации;

- формирование системы управленческого и конфликтологического консультирования функциональных и линейных руководителей промышленной организации;

- оценка эффективности технологии управления конфликтами и профессиональными стрессами в организации.

В рамках активной кадровой политики, в целях формирования системы профилактики профессионального стресса и синдрома профессионального выгорания всех категорий персонала конфликтменеджерам следует идентифицировать и оценивать организационные и личностные факторы профессионального стресса человеческих ресурсов промышленной организации нефтегазовой отрасли.

Авторы статьи провели сравнительный анализ различных методик, направленных на идентификацию и оценку индивидуально-личностных качеств работников промышленных организаций. Данный методический инструментариум необходимо использовать на различных этапах реализации системы стрессменеджмента (таблица 1). [1–9].

Методики, направленные на оценку личностных качеств работников промышленной организации нефтегазовой отрасли

Методика, автор	Характеристика методики	Границы применения методики в рамках активной кадровой политики
<p>«Оценка стратегии поведения в конфликтных ситуациях» (К. Томас, адаптация Н. Гришиной)</p>	<p>Методика направлена на определение потенциальной стратегии поведения индивидов в конфликтных взаимодействиях.</p>	<p>Следует применять в процессе: – реализации кадровых мероприятий конфликтменеджмента; – формирования конфликтологической и стресс-компетентности руководителей и персонала промышленной организации; – проведения обучающих (корпоративных, социально-ориентированных) тренингов по профилактике профессионального стресса функциональных и линейных руководителей, а, также, всех категорий персонала.</p>
<p>Картографический метод анализа конфликтов (Х. Корнелиу, Ш. Фэйр)</p>	<p>Данный метод направлен на выявление структуры конфликта, определение проблемы, конфликтной ситуации, а также всех прямых и косвенных участников конфликтного противоборства (организаторы, пособники, жертвы, наблюдатели, медиаторы, третейские судьи и др.), потенциальные стратегии поведения оппонентов и стратегии разрешения конфликта.</p>	<p>На основе картографического анализа конфликтменеджер (руководитель) принимает решение о выборе стратегии разрешения конфликтного противоборства и реализации кадровых (производственных) мероприятий избранной стратегии. Метод следует применять в процессе: – разработки или модернизации кадровой политики в области гармонизации социально-трудовых отношений в промышленной организации; – внедрении кадровых и технологических новшеств и инноваций; – реализации программ и мероприятий конфликтменеджмента и стрессменеджмента.</p>
<p>Модульная методика комплексной оценки персонала (А.Я. Анцупов)</p>	<p>Данная методика позволяет решать следующие задачи: – осуществлять диагностику личностных характеристик работников промышленной организации;</p>	<p>Модульная методика комплексной оценки всех категорий персонала ориентирована на изучение первичных трудовых коллективов. Методика может применяться в процессе: – совершенствования кадровой политики в области гармонизации социально</p>

	<p>– формировать количественную оценку характера системы межличностных отношений в трудовом коллективе;</p> <p>– оценивать социально-психологический климат, уровень деструктивной конфликтности в трудовом коллективе и др.</p>	<p>трудовых отношений промышленной организации;</p> <p>– внедрении кадровых и технологических новшеств и инноваций;</p> <p>– реализации программ и мероприятий конфликтменеджмента и стрессменеджмента промышленной организации.</p>
<p>Анкета «Пространство организационных проблем» (В. Снетков)</p>	<p>Методика позволяет конфликтуменеджеру определять факторы организационной среды, которые снижают эффективность и производительность труда персонала на личном уровне, уровне подразделения, уровне промышленной организации в целом.</p>	<p>Методика может применяться в процессе:</p> <p>– совершенствования кадровой политики промышленной организации;</p> <p>– формирования кадровых мероприятий стресс-менеджмента;</p> <p>– совершенствования кадровой политики в области гармонизации социально-трудовых отношений;</p> <p>– внедрения кадровых и технологических новшеств и инноваций;</p> <p>– реализации программ и мероприятий конфликтменеджмента и стрессменеджмента.</p>
<p>Методика «Стресс-мониторинг в организации» (К.Э. Оксина)</p>	<p>Методика позволяет оценить уровень удовлетворенности трудом персонала и уровень стрессогенности организационной среды промышленной организации.</p>	<p>Предполагает проведение опросов всех категорий персонала, а также систематический учет и анализ объективных данных, направляемых в службу управления персоналом и линейным руководителям промышленной организации.</p> <p>Методика может применяться в процессе:</p> <p>– совершенствования кадровой политики в области гармонизации социально-трудовых отношений;</p> <p>– внедрения кадровых и технологических инноваций;</p> <p>– реализации программ и мероприятий конфликтменеджмента и стрессменеджмента промышленной организации.</p>
<p>Методика «Профессиональное выгорание» (Н.Е. Водопьянова, Е.С. Старченкова)</p>	<p>Методика позволяет оценить уровень сформированности синдрома профессионального выгорания работников промышленной</p>	<p>Методика может применяться в процессе формирования кадровых мероприятий стресс-менеджмента:</p> <p>– разработки карт стресс-факторов для различных категорий персонала промышленной организации;</p> <p>– проведения обучающих</p>

## ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

	организации. Состоит из трех субшкал: эмоциональное истощение, деперсонализация и персональные достижения.	(корпоративных) тренингов по профилактике профессионального (психологического) стресса и синдрома профессионального выгорания персонала и др.
Шкала психологического стресса PSM-25 (Лемур – Тесье – Филлион, адаптация русского варианта – Н.Е. Водопьянова)	Методика является универсальной для применения к различным возрастным и профессиональным выборкам респондентов. Позволяет оценить уровень психологического стресса работников промышленной организации.	Методика может применяться в процессе формирования мероприятий стресс-менеджмента: разработки антистрессовых кадровых мероприятий, направленных на формирование стресскомпетентности руководителей и работников промышленной организации.
Шкала организационного стресса (Маклин, адаптация русского варианта – Н.Е. Водопьянова)	Методика позволяет диагностировать уровень восприимчивости персонала промышленной организации к организационному стрессу.	Методика может применяться в процессе: – формирования мероприятий стресс-менеджмента: разработки антистрессовых кадровых мероприятий; – совершенствования кадровой политики в области гармонизации социально-трудовых отношений; – внедрения кадровых и технологических инноваций; – реализации программ и мероприятий конфликтменеджмента и стрессменеджмента промышленной организации.

Анализ преимуществ методик, направленных на оценку личностных качеств работников промышленной организации нефтегазовой отрасли, представлен в таблице 2. [1–9].

*Таблица 2*

Анализ преимуществ методик, направленных на оценку личностных качеств работников промышленной организации

Метод, автор	Достоинства метода
Методика «Оценка стратегий поведения в конфликтных ситуациях» (К. Томас, адаптация Н. Гришиной)	Полученная информация позволяет: – диагностировать индивидуально-личностные особенности руководителей и персонала, оценить стратегию поведения оппонентов в конфликтном противоборстве; – анализировать, идентифицировать и оценивать организационные факторы и источники кадровых рисков и др.
Картографический метод анализа конфликтов	Полученная в ходе картографирования информация необходима: – для конструктивного разрешения или урегулирования организационных, межличностных, межгрупповых, социально-

## ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

<p><i>(Х. Корнелиу, Ш. Фэйр)</i></p>	<p>трудовых конфликтов; – для формирования системы управления кадровыми рисками в области анализа, идентификации и оценки факторов кадровых рисков промышленной организации и др.</p>
<p>Модульная методика комплексной оценки персонала <i>(А.Я. Анцупов)</i></p>	<p>Получаемая в ходе тестирования информация позволяет: – диагностировать виды конфликтов, определить причины их возникновения, оценить трудовой коллектив в целом и каждого работника в отдельности; – анализировать, идентифицировать и оценивать факторы и источники кадровых рисков промышленной организации; – определить внутренние стресс-факторы организационной среды и др.</p>
<p>Анкета «Пространство организационных проблем» <i>(В. Снетков)</i></p>	<p>На основе проведенного анализа принимается решение о стратегии разрешения или урегулирования конфликтного противоборства и осуществляется последовательная реализация мероприятий избранной стратегии. Анализ выявленных проблем позволяет: – разработать практические рекомендации по организационным нововведениям для снижения уровня стрессогенности рабочего пространства; – анализировать, идентифицировать и оценить факторы и источники кадровых рисков промышленной ; – сформировать дополнительную информацию для построения профиля кадровых рисков промышленной организации и др.</p>
<p>Методика «Стресс-мониторинг» <i>(К.Э. Оксинайд)</i></p>	<p>Получаемая в ходе исследования информация позволяет: – анализировать, идентифицировать и оценить факторы и источники кадровых рисков промышленной организации; – определить внутренние стресс-факторы организационной среды промышленной организации; – разработать кадровые мероприятия, направленные на профилактику профессионального (психологического, рабочего, информационного) стресса всех категорий персонала</p>
<p>Опросник «Профессиональное выгорание» <i>(Н.Е. Водопьянова, Е.С. Старченкова)</i></p>	<p>Получаемая в ходе тестирования информация позволяет: – диагностировать уровень синдрома профессионального выгорания персонала промышленной организации; – диагностировать индивидуальные особенности работников, оценить их копинг-стратегию; – сформировать дополнительную информацию для построения профиля кадровых рисков промышленной организации и др.</p>
<p>Шкала психологического стресса PSM-25 <i>(Лемур – Тесье – Филлион, адаптация русского варианта – Н.Е. Водопьянова)</i></p>	<p>Получаемая в ходе тестирования информация позволяет: – диагностировать уровень психологического стресса респондентов; – диагностировать индивидуальные особенности работников, оценить их копинг-стратегию; – определить тестовые нормы для сотрудников, работающих в системе «человек – человек», и др.</p>
<p>Шкала организационного стресса <i>(Маклин, адаптация русского варианта – Н.Е. Водопьянова)</i></p>	<p>Методика позволяет: – определить общий индекс организационного стресса промышленной организации; – анализировать, идентифицировать и оценивать факторы и источники кадровых рисков промышленной организации; – сформировать дополнительную информацию для построения профиля кадровых рисков организации и др.</p>



В процессе внедрения технологии управления конфликтами и профессиональными стрессами могут возникать различные кадровые риски, дисфункциональные последствия которых необходимо своевременно минимизировать менеджеру по управлению персоналом.

Социальными результатами реализации технологии управления конфликтами и профессиональными стрессами в промышленной организации являются следующие позитивные функциональные проявления:

- формирование благоприятного имиджа промышленной организации;
- сокращение числа деструктивных конфликтов и снижение уровня стрессогенности организационной среды промышленной организации;
- обеспечение эффективной реализации технологии организации труда персонала;
- увеличение удельного веса работников, удовлетворенных условиями труда;
- повышение эффективности и производительности труда персонала;
- обеспечение соблюдения этической составляющей в процессе гармонизации социально-трудовых отношений промышленной организации;
- снижение потерь рабочего времени из-за снижения количества социальных и трудовых споров;
- повышение уровня лояльности персонала промышленной организации;
- формирование конструктивной организационной культуры;
- формирование высококвалифицированного и высокопроизводительного сплоченного трудового коллектива;
- эффективная реализация коллективных и индивидуальных программ стресс-менеджмента промышленной организации;
- повышение уровня стресс-компетентности руководителей и работников промышленной организации и др.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Водопьянова Н.Е., Старченкова Е.С. Синдром выгорания: диагностика и профилактика: 2-е изд. – СПб.: Питер, 2009 – С. 330.
2. Водопьянова Н.Е. Психодиагностика стресса. – СПб.: Питер, 2009. – С. 213.
3. Ратников В.П. Конфликтология: Учебник для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007.
4. Щербатых Ю.В. Психология стресса и методы коррекции. – СПб.: Питер, 2006.
5. Моница Г.Б., Раннала Н.В. Тренинг «Ресурсы стрессоустойчивости». – СПб.: Речь, 2009.
6. Нестерова О.В. Управление стрессами: Учеб. пособие. – М.: Московский финансово-промышленный университет «Синергия», 2012.
7. Оксина К.Э. Стресс-мониторинг: для чего и как проводим. Методика оценки уровня стрессогенности организационной среды // Кадровик. Кадровый менеджмент. – 2009. – № 5.
8. Кибанов А.Я., Гагаринская Г.П., Калмыкова О.Ю., Мюллер Е.В. Управление персоналом: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2013.
9. Кибанов А.Я., Ворожейкин И.Е., Захаров Д.К., Коновалова В.Г. Конфликтология: Учебник / Под ред. А.Я. Кибанова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2005.

## BIBLIOGRAPHIC LIST

1. Vodopyanova N.E., Starchenkova E.S. Burnout Syndrome: Diagnosis and Prevention: 2nd ed. - St. Petersburg: Peter, 2009 - S. 330.
2. Vodopyanova N.E. Psychodiagnostics of stress. - St. Petersburg: Peter, 2009. - S. 213.
3. Ratnikov V.P. Conflictology: Textbook for university students. - 2nd ed., revised. and additional – M.: UNITI-DANA, 2007.
4. Shcherbatykh Yu.V. Psychology of stress and methods of correction. - St. Petersburg: Peter, 2006.
5. Monina G.B., Rannala N.V. Training "Resources of resistance to stress." - St. Petersburg: Speech, 2009.
6. Nesterova O.V. Stress management: Proc. allowance. - М.: Moscow Financial and Industrial University "Synergy", 2012.
7. Oksinoid K.E. Stress monitoring: why and how we do it. Methodology for assessing the level of stress in the organizational environment // Kadrovik. Personnel management. - 2009. - No. 5.
8. Kibanov A.Ya., Gagarinskaya G.P., Kalmykova O.Yu., Muller E.V. Personnel Management: Textbook. – M.: INFRA-M, 2013.
9. Kibanov A.Ya., Vorozheikin I.E., Zakharov D.K., Konovalova V.G. Conflictology: Textbook / Ed. AND I. Kibanova. - 2nd ed., revised. and additional – M.: INFRA-M, 2005.

УДК 303.732.4

### АНАЛИЗ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

*П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова*

*СамГТУ, Самара, Россия, [tuponosova.ep@mail.ru](mailto:tuponosova.ep@mail.ru)*

Нефть является одной из главных составляющих мирового энергетического рынка. Российская Федерация, имея большие разведанные запасы нефти и добывая её в значительном количестве, использует этот ресурс для своего развития и входит в число одного из главных её продавцов.

Население России в 2018 году насчитывало 146 млн. человек, из которых работающие граждане составляли 49%. Из общего числа, 8% работали в обрабатывающей промышленности, 0,3% в добыче полезных ископаемых, в строительстве – 11%, в торговле- 34%, около 46,4 % заняты в других сферах (рисунок 1). Среднегодовая численность работников в сфере добычи полезных ископаемых (в том числе нефтегазовый комплекс) в 2020 году составила около 1 млн. человек[1].



Рисунок 1- Численность занятых в % по видам деятельности

Одной из важнейших составляющих функционирования нефтяной отрасли наряду с оборудованием предприятий является кадровое обеспечение. Подготовка специалистов вузами количественно и качественно связана с общим числом работников и потребностями расширения производства.

Проанализируем численность работников, занятых по видам экономической деятельности в добыче сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, природного газа и газового конденсата, производстве нефтепродуктов и промышленных газов, транспортировке по трубопроводам нефти, нефтепродуктов, газа и продуктов переработки, хранению и складированию нефти, газа и продуктов переработки. Общее число по приведенным видам экономической деятельности за 2020 год составило 569532 человек. График среднегодовой численности работников, занятых в нефтегазовой отрасли, представлен на рисунке 2.

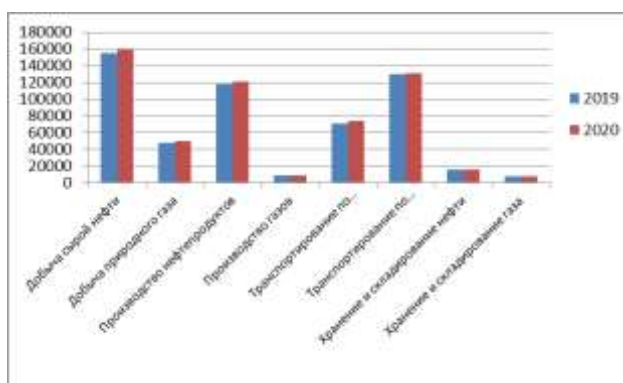


Рисунок 2 – Среднегодовая численность работников, занятых по видам экономической деятельности

Среднесписочная численность работников, занятая в производстве нефтепродуктов в 2019 году в России составила 118200 чел., в 2020 их количество увеличилось на 2,1% и составило 120741 чел., в 2021 году увеличилось на 0,05 %. В сфере добычи сырой нефти и нефтяного(попутного) газа в 2019 году работало 154695 человек, в 2020 год на 3,6% больше, а в 2021 году – 164959 человек, что на 6,6% больше, по сравнению с 2019 годом [2,3].

В 2020 году удельный вес численности принятых и выбывших работников в отрасли по добыче полезных ископаемых составил соответственно 11,7% и 14,1%, а в производстве нефтепродуктов – 10% и 9,9%. Численность требуемых работников списочного состава на вакантные рабочие места в 2020 году в добыче полезных ископаемых была около 4000 человек, а в производстве нефтепродуктов - 2200 человек.

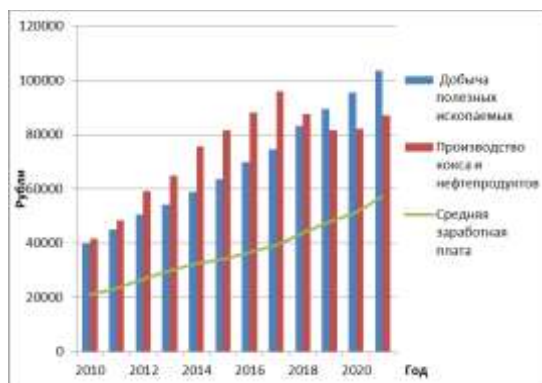


Рисунок 3 – Среднегодовая численность работников, занятых по видам экономической деятельности

На рисунке 3 представлен график среднемесячной номинальной начисленной заработной платы работников по добыче полезных ископаемых, производству нефтепродуктов и в целом по экономике в Российской Федерации с 2010 по 2021 год, средняя заработная плата сотрудников в нефтегазовой отрасли почти в 2 раза больше средней заработной платы по стране[4, 5].

В связи с расширением и совершенствованием нефтегазового комплекса и с целью определения новых профессий и должностей, Совет по профессиональным квалификациям сформировал Перечень новых должностей и профессий в нефтегазовом комплексе с учетом стратегий развития крупнейших компаний-работодателей на период до 2030 года. К новым профессиям относятся такие должности, как инженер роботизированных систем, специалист по локальным системам энергоснабжения, системный инженер интеллектуальных энергосетей, аудитор комплексной безопасности в промышленности, глубоководный геолог, экоаналитик в добывающей отрасли, системный горный инженер, BIM-менеджер-проектировщик и т.д.[6].

К основным компаниям-работодателям нефтегазовой отрасли относятся ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть», ПАО «Транснефть» и др. В ПАО «Лукойл» доля работников до 35 лет составляет 37%, а сотрудников старше 50 лет – 18%, а в ПАО «Транснефть» меньше молодых специалистов, доля работников до 30 лет составляет всего 16%, а старше 50 лет работает 34% работников[2, 3].

К крупнейшим компаниям России, основными видами деятельности которой является поиск и разведка месторождений, добыча нефти и газа, переработка сырья и реализация нефти и продуктов их переработки относится ПАО НК «Роснефть». В 2020 году среднесписочная численность работников предприятия составила 342,7

тыс. человек во всех федеральных областях, из которых руководящие должности занимали 41,3 тыс. чел[7].

На рисунке 4 представлен график переработки нефти и производство нефтепродуктов и нефтехимии с 2019 по 2021 год в ПАО НК «Роснефть». Компания является третьей по величине в РФ, после ПАО «Газпром» и ПАО «ЛУКОЙЛ».



Рисунок 4 - График переработки нефти и производство нефтепродуктов и нефтехимии в ПАО НК «Роснефть»

Основными направлениями нефтегазовых компаний являются: геологоразведка месторождений, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, реализация газа в качестве моторного топлива, производство и сбыт тепловой и электроэнергии и соответственно, таких специалистов готовит университет.

В компании ПАО НК «Роснефть» функционирует единая корпоративная система подготовки кадров, которая обеспечивает профессионально-технический уровень компетентности сотрудников. Подготовкой персонала компания занимается как самостоятельно, так и совместно с учебными заведениями, в частности, с Самарским государственным техническим университетом (СамГТУ). Например, преподаватели СамГТУ, участвуют в углубленном обучении школьников «Роснефть-классов», таким предметам, как математика, физика, начертательная геометрия. Благодаря финансированию ПАО НК «Роснефть», в СамГТУ создан тренинговый центр для отработки практических навыков управления технологическими процессами нефтедобычи, лаборатории научно-исследовательских комплексов и т.д. Студенты вуза получают корпоративные и именные стипендии. Ежегодно, около 300 студентов СамГТУ, проходят практику на предприятии с последующим трудоустройством.

В 2008 году численность работников ПАО «Газпром» была около 376 тыс., к 2021 году увеличилась до 479,2 тыс. человек. В 2021 году работало 11,7% молодых специалистов до 30 лет, а старше 50 лет – 25,6% работников. На руководящей должности работало 14,3% сотрудников, специалистами и служащими – 34, 2%, остальные – рабочие[8].

Для подготовки кадров с 2014 года реализуется проект «Газпром-классы», позволяющий провести профориентацию и отбор перспективных школьников с

целью их дальнейшей целевой подготовки по программам высшего и среднего профессионального образования. На базе университета для школьников и студентов проводятся отраслевые олимпиады, по нефтегазовому делу, электроэнергетике и электротехнике, экономики, химии и т.д. Ежегодно около 10 тыс. студентов проходят практику на предприятиях ПАО «Газпром».

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Промышленное производство в России. 2021: Стат.сб./Росстат. – П 81 М., 2021. – 305 с.
2. Мониторинг рынка труда в нефтегазовом комплексе. Совет по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе. 2020. 30 с.
3. Мониторинг рынка труда в нефтегазовом комплексе. Совет по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе. 2021. 30 с.
4. [https://rosstat.gov.ru/labor\\_market\\_employment\\_salaries](https://rosstat.gov.ru/labor_market_employment_salaries) Среднемесячная начисленная номинальная и реальная заработная плата работников организаций.
5. <https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/tab3-zpl.xlsx> Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников по полному кругу организаций по видам экономической деятельности (в соответствии с оквэд-2007) в Российской Федерации.
6. Атлас новых профессий 3.0. / Под ред. Д. Варламовой, Д. Судакова. — М.: Альпина ПРО, 2021. — 472 с.
7. [https://www.rosneft.ru/about/Glance/statistical\\_overview/](https://www.rosneft.ru/about/Glance/statistical_overview/) ПАО НК «Роснефть»
8. <https://www.gazprom.ru/about/> ПАО «Газпром».

*Научное издание*

**Ашировские чтения**

*Сборник статей всероссийской научно-практической конференции*

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 47 Мб

---

Федеральное государственное бюджетное  
Образовательное учреждение высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус