



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 Том 2

Самара

Самарский государственный технический университет

2023

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №5 от 18.05.23)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

**Ашировские чтения**[Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции Том2/ Отв. Редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2023. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN978-5-7964-2234-2

Представлены труды 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, 2023

©Самарский государственный технический университет, 2023

## ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА  
ИЗОЛИРОВАННОГО КЕРНА ..... 10***А.Р. Гафиятуллин***ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ..... 13***И.А. Павлов, В.А. Винников, К.А. Павлов*

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО  
ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ  
МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ БУРЕНИЯ..... 25***К.В. Сюраева, В.В. Живаева***АСПЕКТЫ ПРОГРАММНЫХ РЕШЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ  
РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ..... 27***К.В. Парфенов, Д.Д. Болбас***АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ  
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ  
ЭЛЕМЕНТОВ..... 30***Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин***МЕТОДОЛОГИЯ ВЫБОРА ML МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА  
БУРОВОГО РАСТВОРА ..... 37***К.В. Парфенов***ПРИМЕНЕНИЕ РУО ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ ..... 39***В.Э. Соловьев***ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНОЙ СРЕДЫ НА СОСТОЯНИЕ  
ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ..... 44***Л.В. Ермолаева***ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ВСКРЫТИЯ ОСЛОЖНЁННОГО ГОРИЗОНТА  
С2В ВОДОНАГНЕТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ТЕРРИТОРИИ  
ПРОИЗВОДСТВА «НОДА»..... 48***В.В. Живаева, М.Г. Казаян, П.Н. Букин***МИНИМИЗАЦИЯ СЛОМОВ КНБК И ПОВЫШЕНИЕ СКОРОСТИ  
ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ИСПОЛЬЗУЯ  
ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ..... 51***В.В. Живаева, С.А. Лукьянов*

<b>ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСНОКАВИТИРУЮЩЕГО БУРЕНИЯ</b> .....	<b>58</b>
<i>М.В. Власов, В.В. Живаева</i>	
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ПОВЫШЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ОБЪЕКТАХ ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»</b> .....	<b>63</b>
<i>А.С. Дударенко</i>	
<b>ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЭМУЛЬГАТОРОВ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА СТАБИЛЬНОСТЬ СИСТЕМЫ</b> .....	<b>69</b>
<i>О.А. Нечаева, В.А. Кузнецова</i>	
<b>ГИДРОТРАНСПОРТ И ГИДРОМОНИТОРНЫЙ ЭФФЕКТ</b> .....	<b>73</b>
<i>М.В. Власов, В.В. Живаева</i>	
<b>АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЧЕТА ВРЕМЕНИ РАБОТЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ</b> .....	<b>80</b>
<i>Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин</i>	
<b>ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ РАСТВОРИМЫХ МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ</b> .....	<b>85</b>
<i>П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева</i>	
<b>ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ОТХОДОМ И РАЗВОРОТОМ ПО АЗИМУТУ ПРИ БУРЕНИИ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ</b> .....	<b>89</b>
<i>К.А. Шиповский, В.А. Капитонов, М.В. Петров, А.В. Ефимов</i>	
<b>РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ДЕВОНА СОЛОГАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	<b>97</b>
<i>Ю.А. Головина</i>	
<b>РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ</b> .....	<b>103</b>
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	
<b>ОБОСНОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН ДЛЯ СБРОСА ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД ГРАЖДАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	<b>107</b>
<i>Ю.А. Головина</i>	
<b>ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ</b> .....	<b>112</b>
<i>А.М. Зиновьев, А.С. Паутова</i>	

<b>АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРИМЕНЯВШИХСЯ НА ЯКУШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>116</b>
<i>Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая</i>	
<b>АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, ПЛАСТА Б<sub>2</sub> ЦЕНТРАЛЬНОГО КУПОЛА СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>122</b>
<i>Ю.А. Головина</i>	
<b>АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН ИЗБЫТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН .....</b>	<b>127</b>
<i>Ю.А. Головина, Е.И. Соболева</i>	
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....</b>	<b>133</b>
<i>А.И. Гадиева</i>	
<b>СИНТЕЗ СИСТЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ ПО СИГНАЛАМ ДАТЧИКОВ ТОКА .....</b>	<b>136</b>
<i>А.В. Стариков, И.А. Косорлуков, К.М. Чубаров</i>	
<b>АНАЛИЗ РАБОТЫ СТАЦИОНАРНОГО ОТСЕЧНОГО УСТРОЙСТВА (СОУ) В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА .....</b>	<b>144</b>
<i>В.А. Акулов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
<b>ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ТРАССЕРНОГО МОНИТОРИНГА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МУЛЬТИФАЗНОМ МЕТРОЛОГИЧЕСКОМ СТЕНДЕ.....</b>	<b>147</b>
<i>Д.Ю. Каюков, М.В. Артанов</i>	
<b>АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ASPEN HYSYS НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....</b>	<b>159</b>
<i>Т.В. Мартынова</i>	
<b>КОНЦЕПЦИЯ РАННЕГО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ КАК ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....</b>	<b>167</b>
<i>А.А. Марченко, М.А. Шейкина</i>	
<b>ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ .....</b>	<b>169</b>
<i>Д.А. Данилова</i>	
<b>ПРОВЕДЕНИЕ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТ Б-0 ОЗЕРКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>172</b>
<i>М.Ю. Музырев, А.М. Зиновьев</i>	

<b>ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.....</b>	<b>174</b>
<i>П.В. Кузьменко, Е.В. Алекина</i>	
<b>РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТАХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>	<b>176</b>
<i>В.С. Попенко, Д.А. Мельникова</i>	
<b>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА УСИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....</b>	<b>179</b>
<i>С.В. Куприенко, Н.Ю. Хохлова</i>	
<b>ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА .....</b>	<b>184</b>
<i>А.Е. Алексеев, Ю.Ю. Белоусова, П.В. Склюев</i>	
<b>ТЕХНОЛОГИЯ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА .....</b>	<b>187</b>
<i>Д.А. Зубанков, К.И.Бабицкая, И.В. Царьков, В.Е. Чомярян</i>	
<b>РАЗРАБОТКА САМОГЕНЕРИРУЮЩЕЙСЯ ПЕННОЙ КИСЛОТНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН .....</b>	<b>191</b>
<i>А.В. Маслов, П.В. Склюев</i>	
<b>МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ОБЪЕКТЕ С-3 ПОДГОРНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>195</b>
<i>К.П. Маслов, А.М. Зиновьев</i>	
<b>ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОНОВОК МКЗП, ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....</b>	<b>197</b>
<i>Р.И. Степанов</i>	
<b>ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ «КАРАГАЙСКАЯ» .....</b>	<b>200</b>
<i>А.А. Марченко, М.А. Шейкина</i>	
<b>ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ</b>	
<b>РАЗРАБОТКА МЕР ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....</b>	<b>205</b>
<i>А.А. Ибрашев, Д.А. Мельникова, Е.А. Подольская</i>	

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ВОДНОЙ ПРЕГРАДЫ В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ С ОТСТУПЛЕНИЕМ ОТ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ...207**  
*Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин*

**ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ДЛЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ.....209**  
*С.А. Шульц, М.А. Истомова*

**АНАЛИЗ РАБОТЫ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОДШИПНИКОВ НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ПРИ СМЕЩЕНИИ ЦЕНТРА МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ..... 213**  
*А.В. Стариков, В.Д. Костюков, М.Д. Мочалов*

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОТЕКТОРНЫХ СПЛАВОВ ..... 223**  
*Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов*

**УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ДЕТАЛЕЙ ЗУБЧАТЫХ РЕДУКТОРОВ.....226**  
*И.А. Кокорев*

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАЦИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ..... 235**  
*А.В. Стариков, А.А. Казанцев, М.Д. Хассан*

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ..... 243**  
*Д.А. Мельникова, Ю.В. Гащенко, С.С. Максимов*

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ СОСТАВОВ НА СОРТИРОВОЧНЫХ ГОРКАХ .....245**  
*Д.А. Волощук, И.Д. Ибатуллин*

ОХРАНА ТРУДА

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРА НА ПЕРЕДВИЖНОМ КОМПЛЕКСЕ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН (ПКИОС) НА СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ..... 249**  
*Е.Д. Дехтярев*

## СОДЕРЖАНИЕ

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

**ОЦЕНКА КАДРОВЫХ РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....253**

*С.Н. Парфенова, О.Ю. Калмыкова, Н.В. Соловова*

**КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....256**

*П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова*



# **ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА**

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА ИЗОЛИРОВАННОГО КЕРНА

*А.Р. Гафиятуллин*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт*

**Ключевые слова:** *изолированный керн, бурение, информативность изолированного керна, керноотборный инструмент, долгосрочное хранение, горные породы, группы пород, представительность керна, сохранность флюидонасыщения.*

**Аннотация:** Эффективное ведение геологоразведочных работ при поиске и разведке залежей углеводородов, последующей разработке залежей, невозможно без детального и своевременного исследования керна, который является главным носителем реальной информации о недрах земли.

Объем бурения с отбором керна в России составляет примерно 4-5 % от общей проходки в разведочном бурении и 0,5-1% в эксплуатационном. В то же время стоимость бурения интервала с отбором керна в несколько раз дороже бурения сплошным забоем.

Керн - главный источник и носитель информации о свойствах горной породы. Отобранный кольцевым забоем образец породы, дает возможность их визуального и непосредственного изучения. Несмотря на большие возможности геофизических методов исследования земных недр, только полноценные образцы керна позволяют достоверно установить состав, физико-механические свойства и возраст пород, аргументированно подтвердить запасы нефти и газа, составить обоснованные проекты на бурение скважин и разработку месторождения в целом.

В связи с этим результаты исследований керна при его качественном отборе и оперативной обработке непосредственно на скважине могут обеспечить до 70-80 % от общего объема необходимой информации геологоразведочных работ на нефть и газ, создавая основную геолого-промысловую информации о недрах.

Известно, что критериями полноценности керна являются процент его выноса, степень сохранения структуры, состава, флюидов и других свойств по отношению к естественным условиям залегания пород. Из них наиболее информативен процент выноса керна, по которому оценивается уровень совершенства керноотборных инструментов и технологий бурения.

Одним из самых эффективных методов отбора керна является отбор изолированного керна.

**Efficiency of application of isolated core sampling technology**

**Airat R. Gafiatullin**

**Almetyevsk State Oil Institute**

**Key words:** *isolated core, drilling, information content of isolated core, core-collecting tool, long-term storage, rocks, rock groups, representativeness of the core, preservation of fluid saturation.*

**Annotation:** Effective geological exploration in the search and exploration of hydrocarbon deposits, subsequent development of deposits, is impossible without a

detailed and timely study of the core, which is the main carrier of real information about the bowels of the earth. The volume of core drilling in Russia is approximately 4-5% of the total penetration in exploratory drilling and 0.5-1% in operational drilling. At the same time, the cost of drilling the interval with core sampling is several times more expensive than drilling with a solid face. The core is the main source and carrier of information about the properties of the rock. The rock sample selected by the ring face makes it possible to visually and directly study them. Despite the great possibilities of geophysical methods of exploration of the Earth's interior, only full-fledged core samples can reliably determine the composition, physical and mechanical properties and age of rocks, reasonably confirm oil and gas reserves, draw up sound projects for drilling wells and development deposits in general.

In this regard, the results of core studies with its high-quality selection and operational processing directly at the well can provide up to 70-80% of the total amount of necessary information for oil and gas exploration, creating basic geological and field information about the subsurface. It is known that the criteria for the usefulness of the core are the percentage of its removal, the degree of preservation of the structure, composition, fluids and other properties in relation to the natural conditions of occurrence of rocks. Of these, the most informative is the percentage of core removal, according to which the level of perfection of core tools and drilling technologies is estimated.

One of the most effective methods of core selection is the selection of isolated core.

Отбор керна является сложной технологической операцией, требующей значительных финансовых и временных затрат. В то же время получение достоверной информации о продуктивных пластах часто осложняется тем, что при бурении и подъеме на поверхность керна длительное время контактирует с промывочной жидкостью. Это приводит к искажению такой важной характеристики керна, как остаточная водонасыщенность, которая используется для обоснования подсчетных параметров запасов нефти и газа. Кроме того, «загрязнение» керна твердой фазой, содержащейся в буровом растворе, не позволяет в дальнейшем достоверно оценить коллекторские свойства исследуемых образцов.

Для решения вышеперечисленных проблем, изготовлены керноотборные снаряды, позволяющие отбирать изолированный керна, с сохраненной остаточной водонасыщенностью.

Информативность отбираемого керна определяется следующими критериями:

- а) полнотой выноса керна, определяемой отношением длины вынесенного керна к длине проходки с отбором керна (рейса);
- б) сохранностью керна, определяемой сохранением его механической целостности и свойств или его естественной текстуры и структуры;
- в) представительностью керна – отсутствием избирательного выноса отдельных литологических типов пород;
- г) сохранностью пластового флюидонасыщения и характера смачиваемости твердой фазы;
- д) сохранностью пластового напряженного состояния;
- е) сохранностью или регистрацией пространственной ориентации керна. односекционного

С применением новых, изолирующих, технологий отбора керна средний вынос его из слабосцементированных пород уже к середине 90-х годов достиг 90 –

95 %, а в настоящее время составляет практически 100 %. Было установлено, что, несмотря на слабую цементацию пород-коллекторов, изолирующие технологии гарантируют представительность (практически полный вынос керна), сохранение геологической информативности и неискаженных петрофизических характеристик слабосцементированных пород.

На рисунке 1 приведен пример влияния технологии отбора на состояние керна.

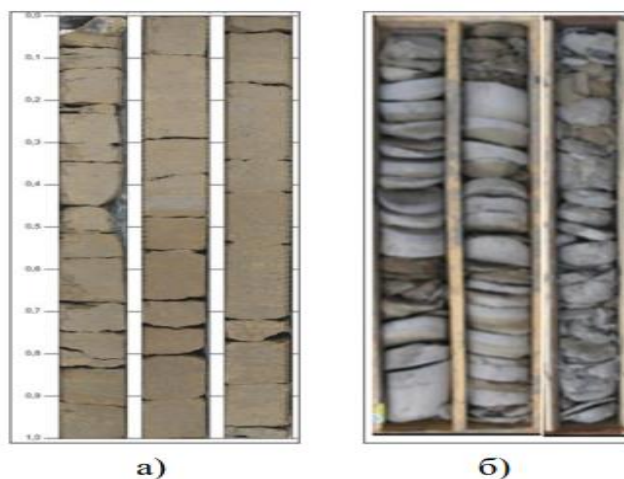


Рисунок 1 - а) при технологии отбора изолированного керна; б) при недостаточном качестве технологии отбора

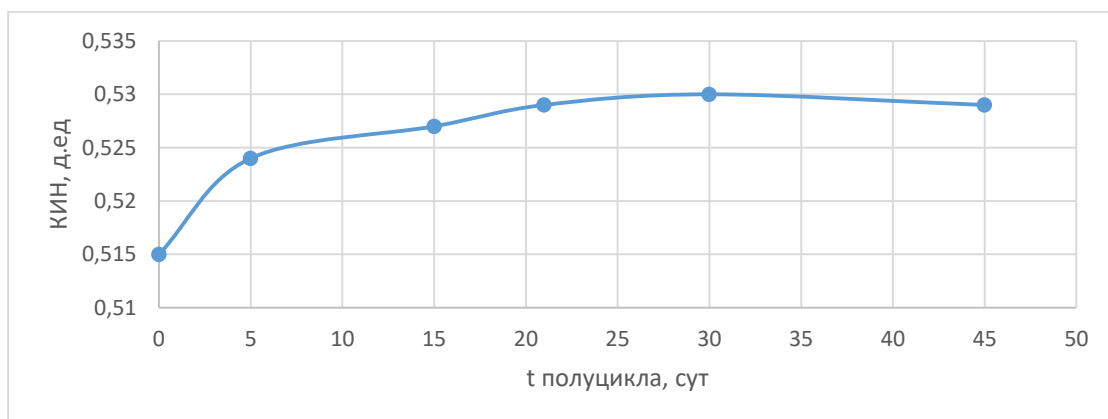


График 1 - Зависимость КИН от времени полуцикла закачки

Применение изолирующей технологии отбора керна практически полностью исключило трудности и неопределенности, связанные с представительностью керна и избирательностью ее выноса. Средние значения пористости в пластах изученных образцов керна возросли на 2,5-5,0 %

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамсон, М. Г. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин РД 39-2-399-80 / М. Г. Абрамсон, Л. Д. Баландина, И. И. Барабашкин и др. – Москва, 1982. – С. 115.
2. Авчан, Г. М. Влияние пластового давления на физические свойства песчаников. / Г. М. Авчан и др. // сборник «Разведочная геофизика», вып. 55. – М.: изд-во «Недра», 1969.
3. Авчян, Г. М. Временное методическое руководство по приведению физических и коллекторских свойств осадочных пород, определенных в лабораторных условиях на образцах, к пластовым термодинамическим условиям. / Г. М. Авчян, В. М. Добрынин, В. Н. Куликов. – М.: ВНИИГеофизика, 1980.
4. Агалаков, С. Е. Исследование нетрадиционных резервуаров в верхнемеловых отложениях Севера Западной Сибири. / С. Е. Агалаков, Г. Л. Розбаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016 г. – №6. – С. 35–39.
5. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. – М: Недра, 1984.
6. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.

УДК 553.9

ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ*И.А. Павлов<sup>1</sup>, В.А. Винников<sup>1</sup>, К.А. Павлов<sup>2</sup>**<sup>1</sup>НИТУ МИСИС, <sup>2</sup>РГУНГ им. Губкина  
Москва, Россия**3.14alekseevich@gmail.com, evgeny.vinnikov@gmail.com, pavlov.ka2003@mail.ru*

## АННОТАЦИЯ

В статье описана лабораторная система для испытания образцов горных пород при трехточечной схеме нагружения. Система включает испытательную машину LFM-50кН и адаптированное приспособление для осуществления испытаний на изгиб. Описываемая система позволяет осуществлять как однократные, так и многократные нагружения образцов, а также в любой момент прерывать испытания, не доводя образец до полного разрушения в целях изучения изменений физических свойств материала. Особенностью системы является возможность оказания теплового воздействия на образец непосредственно в момент испытания. Данная особенность позволяет исследовать влияние термических нагрузок на процесс зарождения и развития трещин. Система является универсальной и позволяет подключать дополнительную аппаратуру для получения

большого количества регистрируемых данных. Приведены результаты испытаний карбонатной породы-коллектора при различных температурах.

Ключевые слова: вязкость разрушения, коэффициент трещиностойкости, трехточечный изгиб, трещина нормального отрыва, горные породы.

### ВВЕДЕНИЕ

Горные породы, формирующие массив, находятся под воздействием сжимающих нагрузок. Деятельность человека или различные природные процессы изменяют напряженно-деформированное состояние (НДС) массива [1], формируя в нем также растягивающие и изгибающие нагрузки. Неправильная оценка НДС может привести к катастрофическим последствиям или к дорогостоящим авариям [2]. Какими бы ни были формируемые нагрузки, при превышении предела прочности материал теряет свою сплошность. Нарушение сплошности происходит посредством зарождения новых и развития существующих трещин. Оценка трещиноватости пласта, а также прогнозирование изменения этого параметра при различных воздействиях на пласт, имеет большое значение при регулировании энергетического состояния залежи [3]. Моделирование гидравлического разрыва пласта (ГРП), повышающего продуктивность скважин, основано на закономерностях механики трещин. Способность материала сопротивляться росту трещин является важной прочностной характеристикой материала. Репрезентативным параметром данной способности и является коэффициент трещиностойкости  $K_{IC}$  [4].

### АКТУАЛЬНОСТЬ

Описанная в данной статье установка позволяет проводить исследования, целью которых является нахождение значения коэффициента трещиностойкости. Несмотря на то, что с развитием вычислительных способностей техники, моделирование сегодня превратилось в одно из основных геотехнических мероприятий, в РФ нет документа, регламентирующего проведение испытаний горных пород с целью определения коэффициента трещиностойкости [5]. В то же время параметр  $K_{IC}$  входит практически во все сервисные пакеты моделирования. Описываемая установка позволяет косвенным способом исследовать другие прочностные параметры посредством установленных корреляционных зависимостей [6]. Так, в случае, когда прочность материала при растягивающих нагрузках определяет инженерные свойства массива горных пород, необходимо проводить прямые испытания на растяжение, однако реализация таких испытаний является трудоемким процессом, требующим подготовку специальной формы образцов и использование соответствующего оборудования. По этим причинам испытания на растяжение заменяются экспериментами на не прямое растяжение, такими как испытания на изгиб по трехточечной схеме [7]. По такой же схеме нагружения определяется предел прочности на изгиб [8].

Выбор материала для проведения первых испытаний обусловлен необходимостью достоверной оценки трещиностойкости карбонатных пород-коллекторов. Фильтрационные свойства последних прямым образом зависят от образования новых и развития существующих трещин. Расчет основных характеристик трещиноватости резервуара, а также их изменения в процессе разработки карбонатных залежей является актуальной задачей [9].

Учитывая возможности представленной установки, нельзя не отметить совершенствование систем поддержания пластового давления для повышения эффективности достижения целей, которое идет и по сей день. А именно, появление и развитие таких технологий, как термическое заводнение [3]. Поэтому важна оценка трещиностойкости пород-коллекторов, подверженных термическому воздействию. Существует множество трудов, описывающих изменение свойств материала, подвергавшихся предварительному тепловому воздействию [10-13]. Такое поведение горных пород связано с структурными изменениями материала и в приведенных исследованиях фиксируются постфактум. Особенностью описываемой в данной статье установки является способность проводить прочностные испытания образца, подвергающемуся в этот момент тепловому воздействию.

### ОПИСАНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Устройство лабораторной установки подразумевает использование определенной методики. В разное время было предложено множество методик определения  $K_{IC}$ , четыре из них рекомендованы международным обществом по механике горных пород (ISRM), однако в этих целях используются и стандартные методики для металлов и керамики [14].

Основой системы является универсальная электромеханическая испытательная машина серии LFM с максимальной нагрузкой 50кН производства компании Walter+Bai AG (Швейцария). У данной машины есть система предварительного нагружения, позволяющая отслеживать динамику роста трещин до достижения критических нагрузок. Также данная система позволяет проводить испытания образцов при многократном нагружении, что очень важно с точки зрения образования и развития усталостных трещин в исследуемом материале. Данная особенность является также полезной с точки зрения обнаружения микродефектов в структуре образца, скопление которых в одной зоне чревато образованием области концентраций напряжений и связано с последствиями перенесенных нагрузок. Такое явление называется «эффектом памяти» [15]. Предназначенная для осуществления трехточечной нагрузки установка крепится к траверсам испытательной машины. Установка включает в себя теплоизолирующий кожух и способна формировать тепловое поле посредством нагревательных элементов. Описываемая установка требует изготовления образцов в виде балок прямоугольной формы длиной (L) 90 мм, шириной (b) 20 мм и толщиной (t) 10 мм с пропилом, имитирующим краевую трещину в середине образца глубиной (h) 7 мм, шириной (e) не более 1.2 мм, чертеж образца представлен на рис. 1.

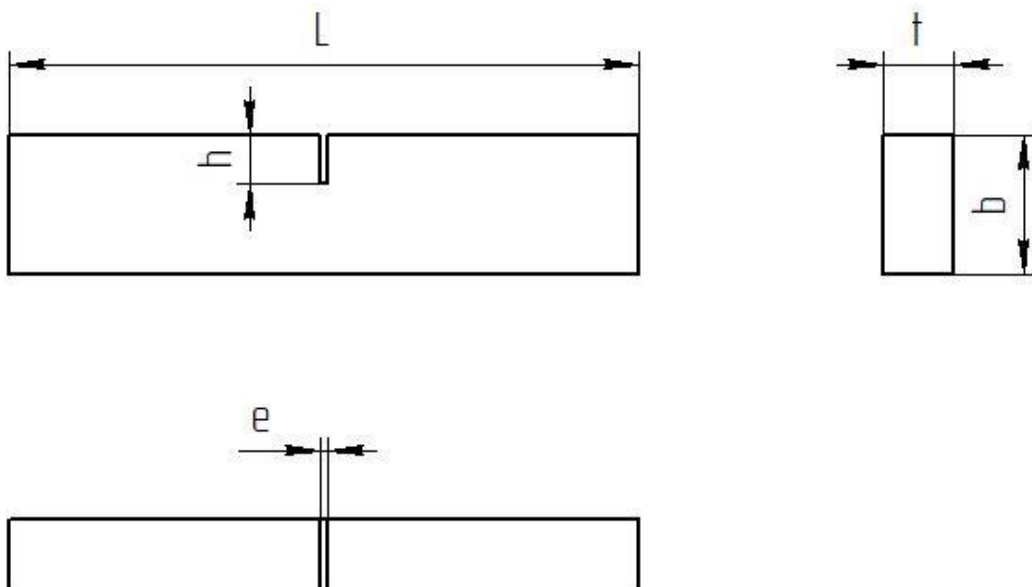


Рисунок 1 – Чертеж образца для прочностных испытаний по трехточечной схеме нагрузки

Принципиальная схема системы изображена на рис. 2.

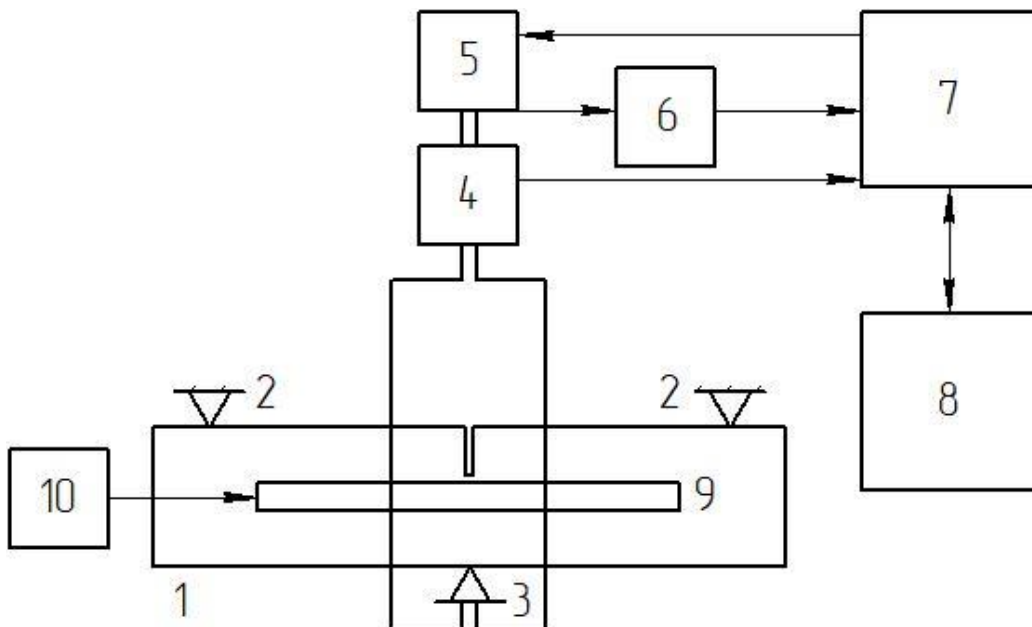


Рисунок 2 – Схема лабораторной установки трехточечной нагрузки с нагревом для испытания образцов-балок с надрезом горных пород



Образец 1 помещается в пространство между опорами 2 и 3. Опоры 2 являются статичными и крепятся к нижней траверсе испытательной машины посредством специального приспособления, нагрузка подается через опору 3 вверх, которая крепится к верхней траверсе, соединенной механически через измеритель силы 4 с блоком нагружения 5 и датчиком перемещения верхней траверсы 6. Электрические выходы датчиков 4 и 6 соединены с измерительными входами блока управления 7, который в свою очередь соединен с блоком нагружения 5. Блок управления 7 передает фиксируемые данные перемещения и нагрузки на компьютер 8, с данного компьютера осуществляется управление процессом нагрузки. В процессе проведения эксперимента, на компьютере 8 отображаются данные датчиков в виде графика, показывающим зависимость деформации (величины смещения верхней траверсы) от оказываемой нагрузки, измеряемой с точностью 0,01 кН. Система также включает в себя нагревательные элементы 9, выполненные из керамики и имеющие форму вогнутых пластин, которые расположены с двух сторон от испытываемого образца для обеспечения равномерного нагрева. Лабораторный автотрансформатор 10, подключенный к нагревательным элементам 9, позволяет регулировать напряжение подаваемого тока, тем самым можно управлять режимом нагрева в реальном времени. Контроль нагрева возможен посредством мультиметра, выведенного за пределы теплоизолирующего кожуха, с помещенной на образец термопарой через специальные отверстия в основании установки. При осуществлении испытаний предварительно подготавливаются специальные тестовые образцы, изучаются температурные режимы описываемых горных пород. В таких образцах высверливается отверстие, в которое помещается дополнительная термопара, другая термопара располагается на поверхности образца. С помощью таких экспериментов устанавливается время, требуемое для прогрева образца до нужной температуры при разных значениях напряжения переменного тока в сети, а также напряжение в сети, необходимое для поддержания определенной температуры в камере. Чертеж установки без теплоизолирующего кожуха представлен на рисунке 3.

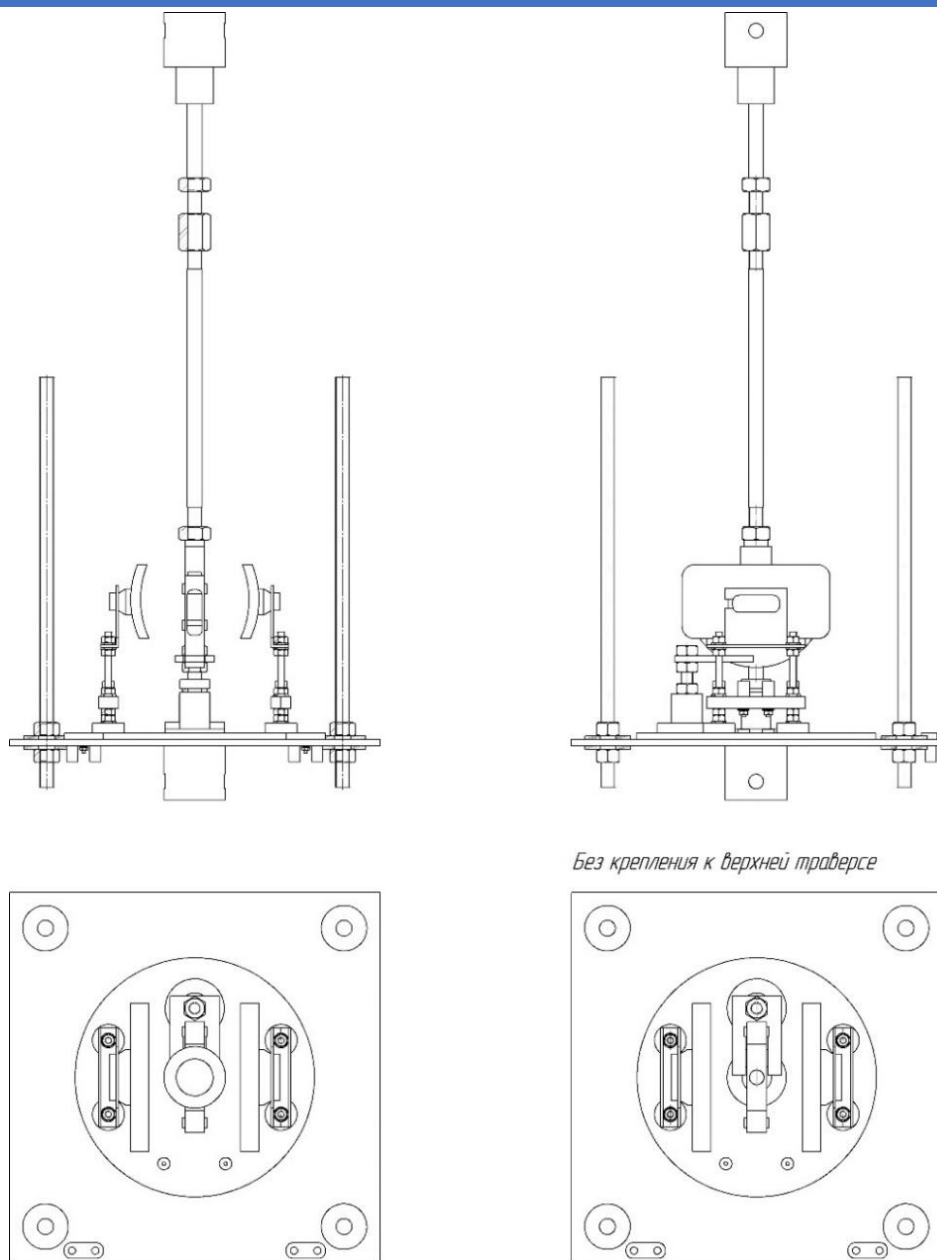


Рисунок 3 – Чертеж установки без теплоизолирующего кожуха

На рисунке 4 изображен чертеж установки с теплоизолирующим кожухом.

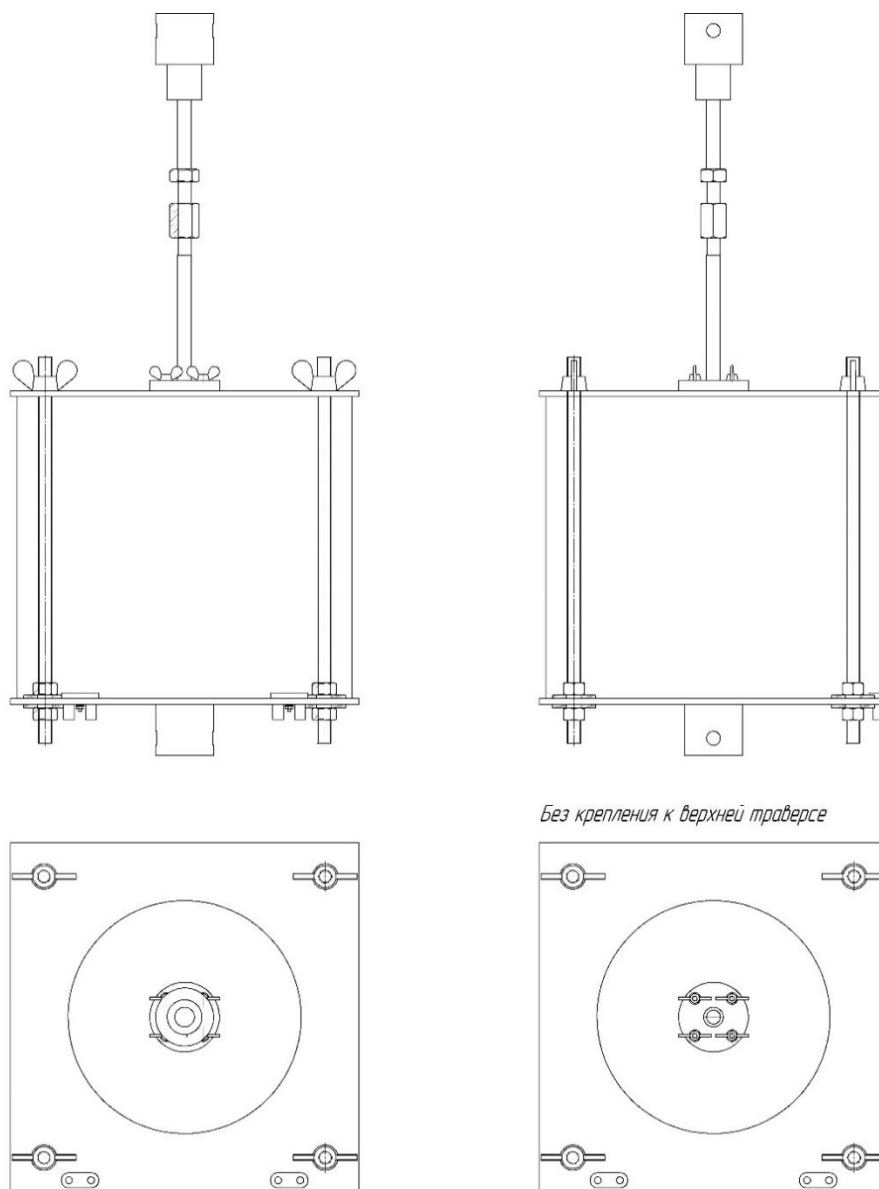


Рисунок 4 – Чертеж установки с теплоизолирующим кожухом

Регистрация данных с датчиков производится в стандартном программном обеспечении (ПО) DION Pro и позволяет отображать взаимосвязь смещения верхней траверсы и прилагаемой нагрузки. Одновременно возможно и представление данных в текстовом формате, что заметно облегчает работу со сторонним ПО для анализа результатов эксперимента.

### РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

В качестве примера представлены результаты испытаний образцов известняка. На рисунке 5 показаны результаты опробований разных режимов нагрева образца.

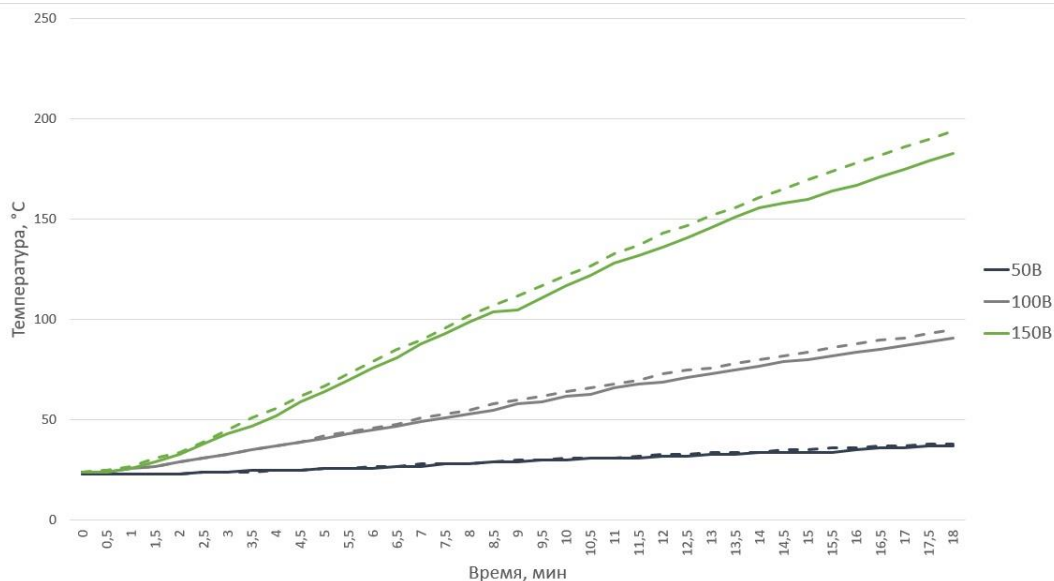


Рисунок 5 – Изменение температуры известняка на поверхности (пунктирные линии) и внутри (сплошные линии) образца при разных значениях напряжения автотрансформатора

Несмотря на возможности оборудования, дальнейшее повышение напряжения является нецелесообразным ввиду использования в конструкции фторопласта, температура плавления которого составляет 260°C, а также опасности формирования большого температурного градиента, снижающего прочностные характеристики материала [16].

Согласно представленной методики испытаний, расчет коэффициента трещиностойкости определяется следующим образом [17]:

$$K_{IC} = \frac{6 \times P_c \times l^{1/2}}{t \times b} \times Y_4'$$

где  $P_c$  – разрушающая нагрузка, Н;  $l$  – глубина пропила, м;  $t$  – толщина образца, м;  $b$  – ширина образца, м.

Безразмерный коэффициент  $Y_4'$  определяется геометрическими параметрами образца следующим образом:

$$Y_4' = 1.93 - 3.07 \times \left(\frac{l}{b}\right) + 14.53 \times \left(\frac{l}{b}\right)^2 - 25.11 \times \left(\frac{l}{b}\right)^3 + 25.8 \times \left(\frac{l}{b}\right)^4$$

Для исследования были подготовлены 16 образцов известняка. На рисунке 6 изображены средние значения коэффициента трещиностойкости известняка при разной температуре, а также построен тренд их изменения.

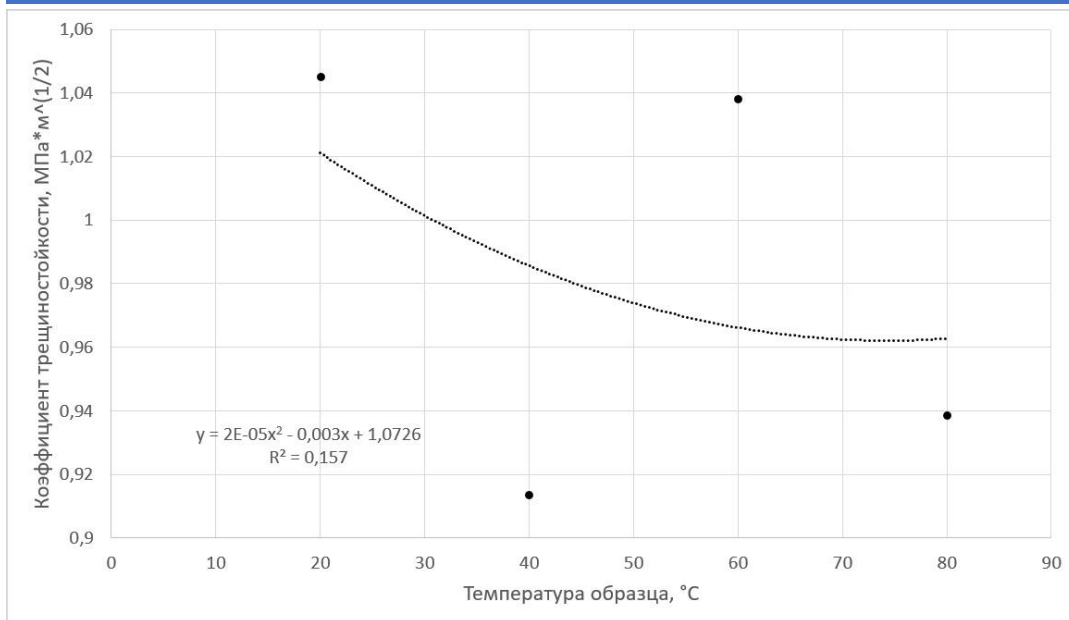


Рисунок 6 – Тренд изменения коэффициента трещиностойкости известняка при разных температурах

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Самым распространенным способом повышения продуктивности скважины на сегодняшний день является ГРП, сущность которого сводится к образованию трещин. Способность материала сопротивляться образованию новых и развитию старых трещин характеризуется трещиностойкостью горной породы. При моделировании ГРП учитывается коэффициент трещиностойкости. В представленной работе описана установка, позволяющая проводить прочностные испытания горных пород по трехточечной схеме нагрузки, цель которых заключается в количественном определении коэффициента трещиностойкости. Описана методика тарировки режимов работы оборудования для проведения таких испытаний при различных величинах температур образца.

Анализ взаимосвязи мощности тока в сети и температуры на поверхности образца и внутри показал, что с увеличением скорости нагрева провоцируется большой температурный градиент в образце, что влечет снижение прочностных характеристик в силу формирования напряжений. Представленный на рисунке 6 тренд изменения значения коэффициента трещиностойкости свидетельствует о снижении  $K_{IC}$  с ростом температуры.

Приведены результаты испытаний на примере образцов известняка. Помимо главной цели исследования, полученные результаты могут быть использованы для оценки различных прочностных характеристик горных пород.

В дальнейшем планируется проведение испытаний с образцами из пород-коллекторов, насыщенных флюидом в разных тепловых полях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Захаров В.Н., Шляпин А.В., Трофимов В.А., Филиппов Ю.А. Изменение напряженно-деформированного состояния углепородного массива при отработке угольного пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2020. №9.
2. Хлопцов Д.В., Винников В.А. Определение давления горных пород на крепь скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2019. №8.
3. Ситников, С. В., Гурьянов М. О., Бабицкая К. И. Регулирование энергетического состояния залежи в условиях высокой трещиноватости, расчлененности пласта и вязкости нефти // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1, № 1(13). – С. 365-368. – EDN HDOLKH.
4. Qin X., Yuan Z., Shengxiang L., Xiling L., Kun D. The influence of friction on the determination of rock fracture toughness // Scientific Reports, 2022, Vol. 12, № 7332.
5. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г., Кухтинский А. Э., Шустов Д. В. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. 2020, Т. 241, С. 83—90. DOI:10.31897/PMI.2020.1.83.
6. Жабин А. Б., Поляков А. В., Аверин Е. А., Линник Ю. Н., Линник В. Ю. Обобщение современных сведений о корреляционных зависимостях предела прочности на сжатие с иными прочностными показателями горных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 6. – С. 5–19. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2022\_6\_0\_5.
7. ГОСТ 30629-2011. Материалы и изделия облицовочные из горных пород. Методы испытаний. — М.: Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС), 2011. — 18 с.
8. ГОСТ 21153.6-75. Породы горные. Метод определения предела прочности при изгибе. — М.: Изд. стандартов, 1982. — 3 с.
9. Степанов Р. И. Оценка фильтрационно - емкостных свойств трещиноватых коллекторов, рифейских отложений Юрубчено - Тохомского месторождения // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1, № 1(13). – С. 371-378. – EDN RBSSRW.
10. Gan F., Chun Z., Xiaochuan W., Shibin T. Thermal effects on prediction accuracy of dense granite mechanical behaviors using modified maximum tangential stress criterion // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2023, Vol. 15, 1734-1748.
11. Hongyuan Z., Zaobao L., Wanqing S., Tao F., Guangze Z. Mechanical property and thermal degradation mechanism of granite in thermal-mechanical coupled triaxial compression // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2022, Vol. 160, 105270. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2022.105270
12. Shihao Y., Qiang S., Pengfei L., Jishi G., He Z. Fracture properties and dynamic failure of three-point bending of yellow sandstone after subjected to high-temperature conditions // Engineering Fracture Mechanics. 2022, Vol. 265, 108366. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2022.108366.
13. Gan F., Xiaochuan W., Yong K., Zetian Z. Effect of thermal cycling-dependent cracks on physical and mechanical properties of granite for enhanced geothermal system // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2020, Vol. 134, 104476. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2020.104476.
14. Ulusay R. The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014 // Springer. 2015. DOI 10.1007/978-3-319-07713-0

15. Павлов И. А. Исследование процесса трещинообразования в образцах гетерогенных сред комплексом методов / И. А. Павлов; науч. рук. Е. В. Саватеева // Высокие технологии в современной науке и технике (ВТСНТ-2017) : сборник научных трудов VI Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, г. Томск, 27–29 ноября 2017 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — [С. 268-269].
16. Yan-jun S., Xin H., Jiang-qiang Y., Shao-fei W., Chun-hu Z. Thermal cracking characteristics of high-temperature granite suffering from different cooling shocks // *International Journal of Fracture*. 2020, Vol. 225, p.153–168. DOI: 10.1007/s10704-020-00470-2.
17. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – Издательство стандартов, 1985. – 163-164 с.

# **БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**



## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ БУРЕНИЯ

*К.В. Сюраева, В.В. Живаева*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*[bngs@samgtu.ru](mailto:bngs@samgtu.ru)*

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются преимущества метода низкочастотного сейсмического зондирования, который можно использовать на региональном этапе работ для определения координат заложения опорных и параметрических скважин. Также представлено описание гипотез, описывающих природу происхождения низкочастотных аномалий в спектре сигнала.

**Ключевые слова:** оконтуривание залежей углеводородов, микросейсмические исследования (МСИ), низкочастотное пассивное сейсмическое зондирование (НПСЗ), бурение скважин, интерпретация данных НСЗ.

При разработке месторождений на региональном этапе геологоразведки проводится обширный комплекс исследований. В этот комплекс включены структурно-тектонические, литолого-фациальные, геохимические, и гидрогеологические исследования, а также сейсморазведка, гравиметрия, электромагнитные съемки и другие методы. Все эти исследования направлены на решение ключевых задач регионального этапа, включая выявление литолого-стратиграфических комплексов, определение основных этапов геотектонического развития, выделение перспективных нефтегазовых комплексов и многие другие аспекты.

На основе результатов исследований определяются приоритетные участки для проведения более детальных работ, и также устанавливаются координаты для бурения опорных и параметрических скважин.

Важно отметить, что весь комплекс работ, перечисленный выше не позволяет окончательно утверждать наличие или отсутствие нефтяных залежей. В настоящее время существует метод низкочастотного пассивного сейсмического зондирования (НПСЗ), который указывает на наличие или отсутствие нефтяных залежей. Проведение этого метода исследования позволило бы более точно задавать координаты опорных и параметрических скважин.

В последние годы изучение низкочастотных сигналов привлекает все больше внимания исследователей, потому что аномалии, возникающие в низкочастотных сигналах, указывают на наличие залежей углеводородов. Аномалии в спектре низкочастотных сигналов могут быть вызваны различными факторами, связанными с физическими и геологическими характеристиками углеводородных месторождений. В данной статье рассматриваются две гипотезы, которые объясняют причины возникновения аномалий в спектре микросейсмических сигналов над нефтегазовыми залежами.

Авторы первой гипотезы [3] предполагают, что при гармоническом сейсмическом возбуждении с поверхности земли нефтегазовая залежь (НГЗ) может

перейти в состояние детерминированного или "турбулентного хаоса". В результате такого процесса геоакустическое поле, зарегистрированное на поверхности земли над НГЗ, приобретает характер случайного сигнала с выраженным максимумом в зоне собственных частот данной залежи [1].

Авторы второй гипотезы [2], с другой стороны, считают, что при прохождении сейсмических волн через нефтегазовые залежи изменение скорости распространения вызывает изменение спектра сигнала. Это может проявляться в форме сдвига частотных пиков или изменения амплитуды сигнала.

В данной статье приводится пример экспериментальных расчетов микросейсмического сигнала, в котором наблюдается аномалия в спектре сигнала в диапазоне частот от 2 до 5 Гц (рис. 1), что подтверждает вышеизложенные гипотезы.

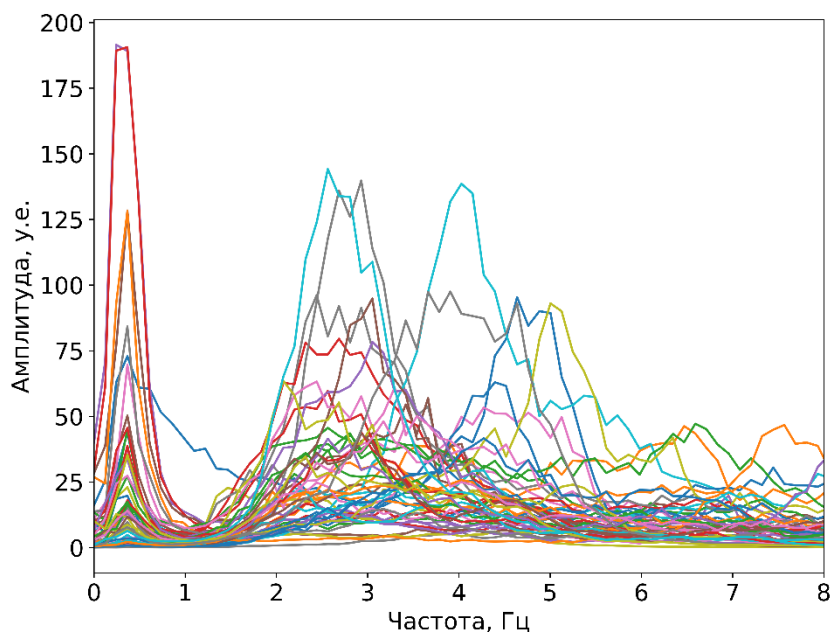


Рисунок 1. Спектры микросейсмических сигналов

Следовательно, низкочастотное сейсмическое зондирование представляет собой мощный инструмент для выявления остаточных запасов нефти. Этот метод дает возможность установить наличие углеводородных залежей, что в свою очередь помогает точно определить местоположение скважин и оптимизировать процесс добычи нефти. Применение низкочастотного сейсмического зондирования может значительно повысить эффективность и экономическую выгоду разработки нефтяных месторождений, а также способствовать устойчивому развитию нефтегазовой промышленности. В настоящее время этот метод можно успешно сочетать с другими геофизическими методами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Биряльцев Е.В. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования / Е. В. Биряльцев, А. А. Вильданов, Е. М. Еронина [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 1. – С. 31-40. – EDN NBYGHN.
2. Биряльцев Е. В., Рыжов В. А., Шабалин Н. Я., 2005, Особенности интерпретации спектральных характеристик природных микросейсм для локального прогноза нефтеносности в условиях Республики Татарстан: Прием и обработка информации в сложных информационных системах, вып. 22: Казань, 113-120.
3. Кузнецов О. Л. Технология АНЧАР: о теории метода / О. Л. Кузнецов, Б. М. Графов, А. Е. Сунцов, С. Л. Арутюнов // Геофизика. – 2003. – № S2. – С. 103-107. – EDN SZKXXF.

УДК 004.942: 622.276

**АСПЕКТЫ ПРОГРАММНЫХ РЕШЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ  
РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ**

*К.В. Парфенов, Д.Д. Болбас*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*e-mail: [kparfenov@mail.ru](mailto:kparfenov@mail.ru), [bolbas.daniil@yandex.ru](mailto:bolbas.daniil@yandex.ru)*

В данной работе представлен обзор основных международных поставщиков специализированного программного обеспечения, используемого в нефтегазовой индустрии, и отечественных разработчиков, работающих над аналогичными продуктами в рамках стратегии импортозамещения. В статье проведен анализ ключевых направлений замещения импорта программных решений в сфере нефтегазовой добычи. Важными областями, на которые обращено особое внимание, являются геологическое моделирование в 2D и 3D форматах, интерпретация геофизических данных скважин, сопровождение процесса бурения. В данных сегментах программного обеспечения наблюдается недостаток или недостаточное соответствие требуемым характеристикам, и статья предлагает перспективные пути для решения этих проблемных аспектов. В частности именно для этого в образовательный процесс СамГТУ внедряют современное программное обеспечение Компании ПАО НК «Роснефть» программных комплексов: «РН-Сигма», «РН-КИН», «РН-КИМ», «РН-Геосим», «РН-Грид».

**Ключевые слова:** нефтегазовая сфера, импортозамещение, геомеханическое моделирование, управление рисками бурения, программные комплексы.

Прошедшие годы характеризуются продолжением процесса замещения импортных технологий в сфере информационных технологий (ИТ) в целом и в контексте объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) в частности. Однако, несмотря на это, Россия продолжает активно ввозить большое

количество ИТ-технологий, превышая объем экспорта. Исходя из проведенного анализа софтверных компаний производящих собственное ПО, было выделено, что Microsoft, SAP и Oracle являлись монополистами в поставках на российский рынок. SAP занимался разработкой и внедрением корпоративных ИТ-решений, в то время как Oracle специализировался на создании систем управления базами данных и ресурсами предприятия. Кроме того, Oracle предоставлял облачные сервисы и предлагал аренду серверного оборудования.

В связи с уходом иностранных компаний Президентом РФ 30 марта 2022 года был подписан указ № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», запрещающий госзаказчикам закупать иностранное программное обеспечение для критической инфраструктуры без согласования с профильным ведомством. В текущей ситуации становится особенно актуальной задача обеспечения экономической стабильности с целью поддержания эффективной деятельности национальной производственной базы в стратегическом экспортном секторе. Нефтегазовая индустрия, а также топливно-энергетический комплекс в целом, являются приоритетными сферами, на которые направлено специальное внимание со стороны органов управления

В настоящее время на рынке России преобладают иностранные организации, такие как Aspen Technology, Inc. (США), Baker Hughes (США), Halliburton (США), Honeywell International, Inc. (США), Schlumberger (США), Weatherford (США), Aker Solutions (Норвегия), Roxar (Норвегия), TechnipFMC (Великобритания), Schneider Electric (Франция), C.A.T. Oil (Австрия), Calfrac (Канада) [1].

"Роснефть" оперативно среагировала на санкционные преграды, которые ограничивали возможности российских компаний приобретать программное обеспечение, представив первый промышленный симулятор гидравлического разрыва пласта «РН-ГРИД».

Основными для российских нефтегазовых компаний программными продуктами для гидродинамического моделирования являются ECLIPSE/INTERSECT (Schlumberger, США) и Tempest MORE (Emerson/Roxar, США/Норвегия).

С целью укрепления политики замещения импортных продуктов компания "Роснефть" финансирует инициативы, направленные на разработку программных систем для геологического и гидродинамического моделирования нефтегазовых пластов. В настоящее время "Роснефть" уже располагает собственной полной линейкой программных комплексов в области разведки и добычи. Программные комплексы получили практическое применение в работах [2-3].

Перечень программных комплексов

№	Название	Функции
1	«РН-СИГМА»	Решение задач геомеханического моделирования и анализа устойчивости ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Программный комплекс позволяет минимизировать риски при бурении скважины.
2	«РН-ГЕОСИМ»	Геологическое моделирование и анализ месторождений углеводородов с использованием трехмерных геологических моделей.
3	«РН-КИН»	Оперативный мониторинг объектов разработки нефтяных месторождений; Анализ разработки нефтяных месторождений; Формирование различных отчетов по выбранным параметрам и готовые шаблоны. Выгрузка более чем по 400 параметрам.
4	«РН-КИМ»	Создание, расчет и анализ трехмерных гидродинамических моделей месторождений.

ECLIPSE охватывает широкий спектр задач, связанных с моделированием поведения пластов, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, газоконденсатов с композиционным составом и термодинамические модели тяжелой нефти. INTERSECT представляет собой полноценный гидродинамический симулятор, созданный для улучшения эффективности планирования разработки месторождений и для минимизации рисков при оценке месторождений со сложной геологией и трудноизвлекаемыми запасами. Tempest является модульным набором инструментов, предназначенным для детального трехмерного гидродинамического моделирования месторождений природных углеводородов.

Также из отечественных продуктов в сфере геологического моделирования заслуживают внимания Geoplat Pro-G от компании "Грид-Поинт Дайнамикс" и модуль "Дизайнер геологии" для ПК tNavigator от "Рок Флоу Дайнамикс". Российская компания "Грид-Поинт Дайнамикс" разрабатывает интегрированную программную платформу Geoplat-Pro, включающую, помимо геологического симулятора, также такие программные решения, как Geoplat Pro-S для интерпретации сейсмических данных в сочетании с результатами промышленных исследований, и Geoplat Pro-RS для гидродинамического моделирования и разработки месторождений [4].

Таким образом, компания ПАО «НК «Роснефть», в частности, ООО «РН-БашНИПИнефть» успешно интегрировала свои разработки, как в производственную, так и в образовательную деятельность, преодолев серьезные ограничения в виде санкций.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов М. Импортозамещение в нефтегазовой промышленности // Нефтегаз. – 2019. – №6 (13). – С. 5-6.
2. Шиповский К.А., Капитонов В.А, Коваль М.Е. Применение метода эмпирического коэффициента для расчётов градиентов давлений гидроразрыва пластов и поглощений бурового и тампонажного растворов / // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1, № 1(14). – С. 128-135.

3. Шиповский, К.А., Капитонов В.А. Основные подходы к совершенствованию алгоритмов геомеханического моделирования для решения задачи выбора оптимальной проектной конструкции скважины Волго-Уральского региона // Рациональная разработка месторождений нефти и газа: опыт, тенденции развития, потенциал: Тезисы докладов международной научно-практической онлайн-конференции, Самара, 25–27 апреля 2022 года. – Самара: Общество с ограниченной ответственностью "Портал Инноваций". – 2022. – С. 6-7.
4. Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И. Геоплат Про - российская линейка программных комплексов для сейсмической интерпретации и геологического моделирования // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Международной геолого-геофизической конференции, Москва, 05–08 февраля 2018 года. – Москва: ООО "ПолиПРЕСС". – 2018. – С. 323-327.

УДК 622.24.053.8

## АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

*Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*email: [durymanov.nik@mail.ru](mailto:durymanov.nik@mail.ru)*

В данной статье проводится анализ напряженного состояния в замковых соединениях бурильных труб с использованием метода конечных элементов. Разбираются ключевые теоретические аспекты этого метода, обозначаются цели исследования. Для достижения этих целей применяется метод конечных элементов для численного моделирования напряженного состояния бурильных труб при различных эксплуатационных условиях.

**Ключевые слова:** метод конечных элементов, компьютерное моделирование, бурильные трубы, бурильный замок, резьбовое соединение.

При разработке и эксплуатации бурового инструмента необходимо оценить срок службы элементов бурильных труб, а также определить остаточный ресурс.

Использование бурового инструмента при строительстве скважин характеризуется динамичным режимом нагрузок на всю длину бурильной колонны. В связи с этим стандартные методы расчета прочности бурового инструмента, которые применяются при проектировании, не позволяют количественно оценить ресурс этих компонентов.

Одни из самых распространённых аварий бурильных труб, это слом труб по резьбовому соединению в области муфтового соединения. Эти разрушения происходят по резьбовой части трубы.

В ходе бурения бурильная колонна подвергается воздействию вибраций, что может вызвать опасные повреждения бурильных труб и их соединений. Прогрессирующие дефекты, обусловленные вибрациями, могут привести к отказу элементов колонны.

Вибрации представляют собой неизбежные механические колебания, возникающие в процессе бурения. Появление вибраций влечет за собой появление дополнительных механических нагрузок на колонну, что может привести к её разрушению.

Оценка воздействия осевых нагрузок, как растяжения, так и сжатия, а также напряжений изгиба на замковые соединения бурильных труб представляет собой ключевую задачу, касающуюся обеспечения их прочности и надежности. Осевые растяжения возникают при действии нагрузки, направленной вдоль бурильной трубы и приводящей к ее удлинению или сжатию. Значительные осевые нагрузки могут вызвать деформации, которые могут привести к разрыву замкового соединения. Напряжения изгиба возникают, когда на замковое соединение воздействуют поперечные нагрузки, вызывающие изгиб бурильной трубы. Например, это может происходить при наклоне или кривизне ствола скважины. Повышенные напряжения изгиба могут привести к деформации или разрушению замкового соединения, что уменьшает его прочность и надежность.

Метод конечных элементов (МКЭ) базируется на разделении объекта на множество элементов, каждый из которых представляет собой небольшой участок объекта с заданными граничными условиями. После разделения объекта на такие элементы и установки граничных условий, МКЭ позволяет провести расчеты и определить, как распределяются напряжения и деформации внутри объекта. В результате, МКЭ предоставляет подробную информацию о напряженном состоянии объекта, включая значения напряжений, уровень деформаций и ориентацию главных напряжений [3].

В настоящее время метод конечных элементов (МКЭ) активно применяется в различных отраслях промышленности, таких как авиационная, машиностроительная, строительная, нефтегазовая и другие. В данной исследовательской работе МКЭ будет задействован для моделирования напряженного состояния бурильных труб и выявления их деформационных характеристик при различных нагрузках.

В ходе математического моделирования основное внимание уделяется анализу соотношения уровней напряжений в отдельных компонентах замковых соединений при воздействии на них различных нагрузок. Для оценки степени потенциального повреждения акцент делается на выявление концентрации максимальных напряжений в системе, что может свидетельствовать о потенциальной угрозе для ее работоспособности [4].

Форма замковых соединений бурильных труб может быть различной в зависимости от требований к конкретной системе. В настоящее время наиболее распространены конические резьбы, такие как American Petroleum Institute (API) и ГОСТ 633-80 "Резьбы конические цилиндрические. Допуски и контроль", которые обеспечивают высокую прочность и могут выдерживать значительные нагрузки.

Материалы, применяемые при создании резьбовых соединений бурильных труб, должны обладать выдающейся прочностью и быть устойчивыми к коррозии, чтобы обеспечить долгий срок службы всей системы. Поэтому наиболее распространенными выборами становятся сплавы, которые основаны на углероде и хrome, такие как 40X, 40XH, 38ХМЮА и другие подобные.

Резьбовые соединения бурильных труб подвергаются высоким требованиям, включая обеспечение герметичности и способность выдерживать значительные нагрузки, связанные с работой буровых установок. В этом отношении они считаются одними из самых нагруженных элементов, способных выдерживать как радиальные, так и осевые нагрузки, а также сопротивляться воздействию высоких температур и давлений [1].

В качестве объекта исследования был выбран замок типа ЗН.

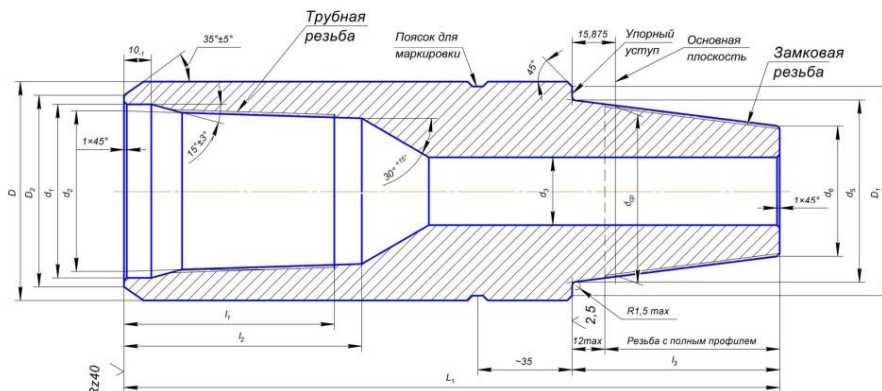


Рисунок 1 - Чертёж ниппеля замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

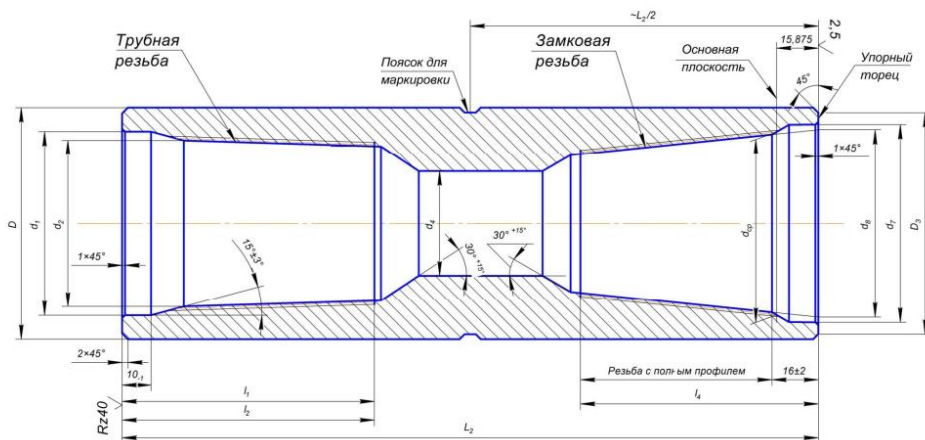


Рисунок 2 - Чертёж муфты замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

Для достижения поставленных целей была разработана 3D-модель бурильного замка с использованием программы SolidWorks. С помощью инструментов для создания трехмерных моделей был построен профиль муфты на плоскости, который затем был преобразован в 3D-модель с использованием функции Extrude Boss/Base. Аналогично этот процесс был повторен для ниппеля. В конечном итоге обе детали были объединены при помощи инструментов Lofted Boss/Base. Для ускорения вычислений геометрия модели была упрощена так, чтобы это не оказало влияния на результаты экспериментов.



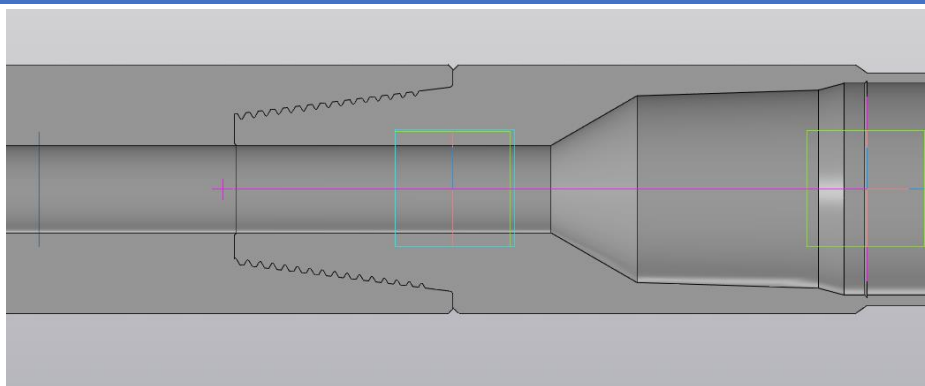


Рисунок 3 - Замковое соединение типа 3Н в разрезе

В качестве материала был выбран сплав 40Х. Прочностные характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Прочностные характеристики стали

Свойство	Значение	Единицы измерения
Модуль упругости	$2,14e+11$	$\text{Н/м}^2$
Коэффициент Пуассона	0,3	
Модуль сдвига	$8,5*10^{10}$	$\text{Н/м}^2$
Массовая плотность	7820	$\text{кг/м}^3$
Предел прочности при растяжении	$9,4*10^8$	$\text{Н/м}^2$
Предел текучести	$8*10^8$	$\text{Н/м}^2$

Математическое моделирование, направленное на оценку воздействия различных видов нагрузок на надежность замковых соединений бурильных труб, было выполнено в несколько этапов. На начальном этапе анализировалось воздействие растягивающих осевых нагрузок и нагрузок с переменным направлением.

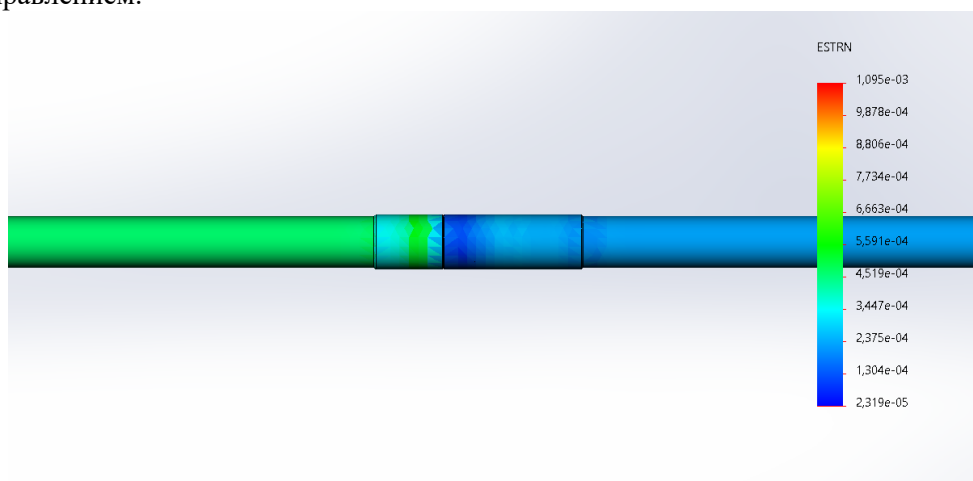


Рисунок 4 - Величины деформаций, возникающих при растяжении замкового соединения

Результаты вычислений подтвердили, что при воздействии растягивающих нагрузок на замковое соединение бурильных труб резьба ниппеля подвергается меньшей деформации, чем тело соединения. Это обусловлено более высокой прочностью резьбы ниппеля на растяжение. Однако важно отметить, что на резьбу ниппеля приходятся концентрированные напряжения, которые, если превышен предел прочности материала, могут привести к разрушению соединения. Поэтому необходимо внимательно оценить прочность замкового соединения бурильных труб, учитывая все факторы, включая воздействие концентрированных напряжений на резьбу ниппеля.

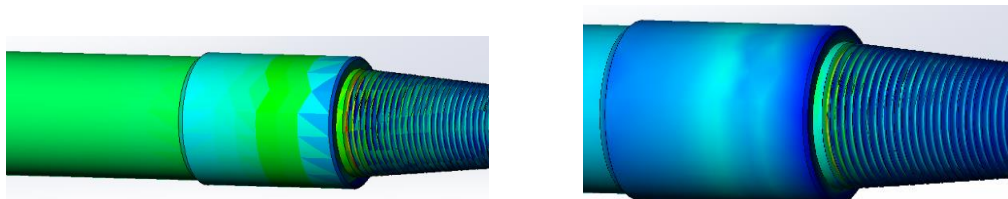


Рисунок 5 - Величины деформации и напряжения, возникающих при растяжении ниппеля замкового соединения

На втором этапе математического моделирования проводилось исследование воздействия сжимающих осевых и знакопеременных осевых нагрузок.

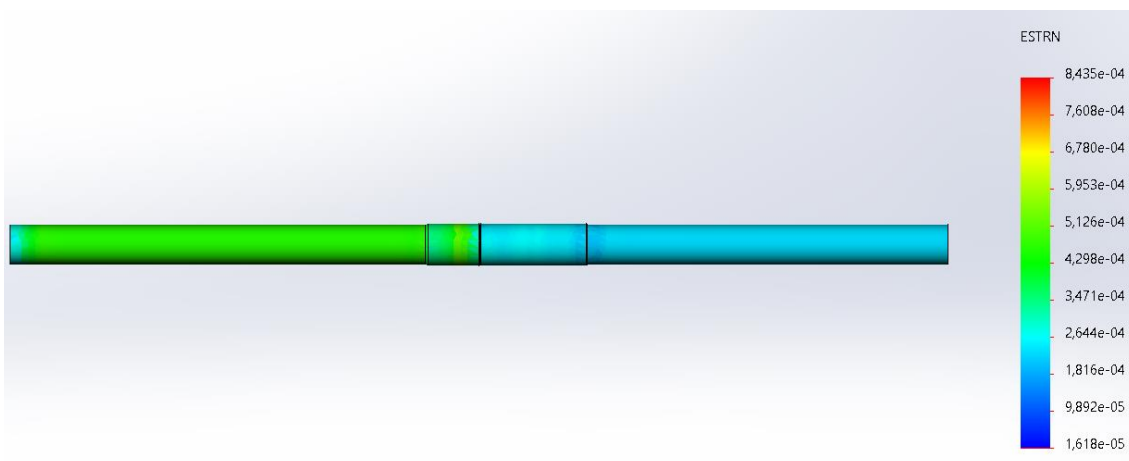


Рисунок 6 - Величины деформаций, возникающих при сжатии замкового соединения

Деформация резьбового соединения незначительна. Это объясняется тем, что при сжатии бурильного замка основную нагрузку переносит упорный торец.

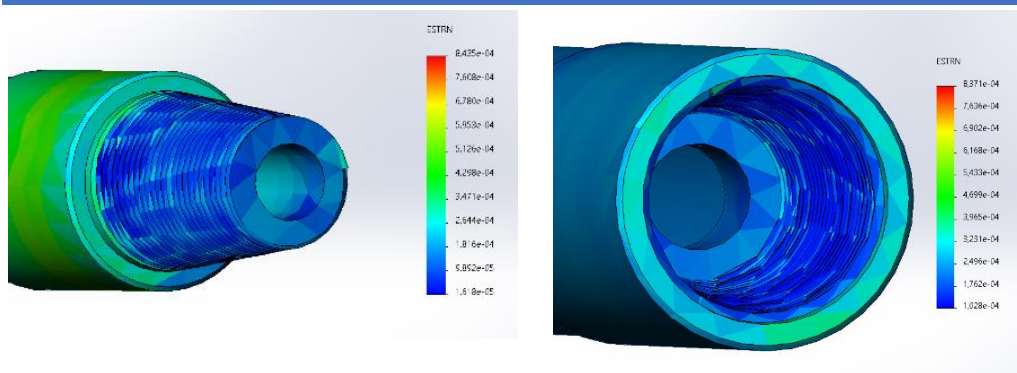


Рисунок 7 - Величины деформации муфты и ниппеля, возникающих при сжатии замкового соединения

На третьем этапе математического моделирования проводилось исследование воздействия изгибающих нагрузок.

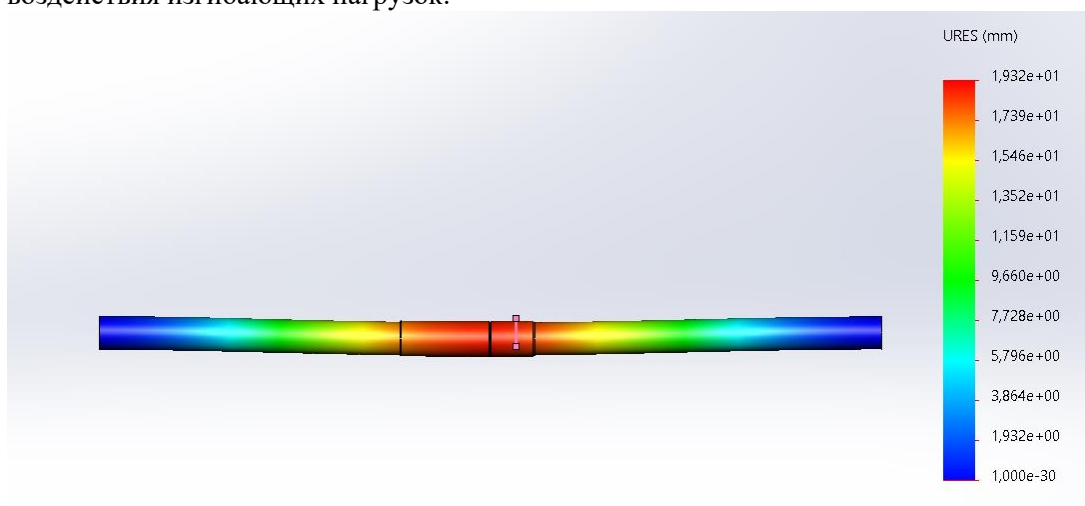


Рисунок 8 - Диаграмма смещение замкового соединения, при возникновении изгибающих нагрузок.

Результаты анализа изгибающих нагрузок показали, что основная деформация конструкции сосредоточена на резьбовом соединении. Это говорит о том, что резьбовое соединение более чувствительно к изгибающим нагрузкам, чем другие участки конструкции. При проектировании и расчете конструкции необходимо учитывать этот фактор и принимать меры для обеспечения необходимой прочности и надежности резьбового соединения при изгибающих нагрузках.

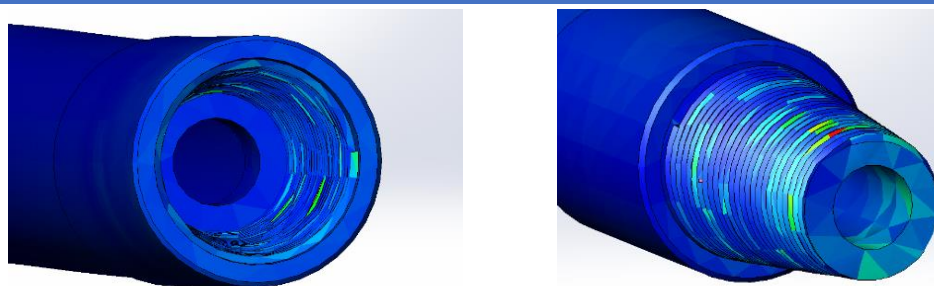


Рисунок 9 - Величины деформации ниппеля и муфты, возникающих при изгибающих нагрузках

Применение метода конечных элементов дает возможность получить точное представление о напряженном состоянии бурильных труб, их деформациях и напряжениях в различных точках при различных эксплуатационных условиях. Практическая значимость моделирования напряженного состояния заключается в выявлении потенциальных аварий и снижении рисков их возникновения.

В данной исследовательской работе было выполнено моделирование напряженного состояния бурильных труб с применением метода конечных элементов. Мы определили задачу, объяснили основные принципы моделирования и продемонстрировали процесс моделирования замковых соединений бурильных труб, используя программу SolidWorks. Кроме того, мы представили результаты расчетов напряжений в таких соединениях. В целом, мы продемонстрировали, насколько эффективен метод конечных элементов для моделирования сложных конструкций и анализа напряженного состояния в них.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Асадов Т.Г., «Исследование влияния отклонения параметров резьбы на работоспособность замков для бурильных труб», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 11. С. 7–11.
2. Дурыманов Н.В. Гаранин П.А. Моделирование напряженного состояния замкового соединения бурильных труб с использованием метода конечных элементов // Ашировские чтения. - 2023. - №1(15). - С. 65-71.
3. Баталов В. В., Котлова Е. А., Курбангалеев Р. Р. Метод конечных элементов: учебное пособие / В. В. Баталов, Е. А. Котлова, Р. Р. Курбангалеев. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2014. – 152 с.
4. Гнибидин В.Н., Подъячев А.А., «Оценка степени влияния интеграции RFID-метки на прочностные характеристики и работоспособность замковых соединений бурильных труб», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 2(338). С. 25–34.
5. ГОСТ 32696— 2014. Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности: дата введения 2016-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 86 с.
6. Патент № 2687897 Российская Федерация, МПК E21B 17/043 (2006.01) E21B 17/046 (2006.01) E21B 19/16 (2006.01). Замок и части замка для компонентов

- бурильной колонны: № 2016149147 заявл. 18.05.2015: опубл. 16.05.2019 / ЯО Джеймс Дзинг (СА), ЭСТЕРХОЛЬМ Томас (SE), ХАРТВИГ Сверкер (SE), БЕРОНИУС Александер (SE) – 41 с.
7. Сычев Е. И., Афонин С. В., Ковалев В. В. Структурный анализ и моделирование динамического поведения бурильных труб // Вестник ЮУрГУ. Серия «Металлургия». – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 202-207.
  8. «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации. ПАО «ТМК», ООО «НИИнефтетрубы», Самара, 2019 г

УДК 622.276

### МЕТОДОЛОГИЯ ВЫБОРА ML МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

*К.В. Парфенов*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

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

В данной статье рассматривается методология выбора модели машинного обучения (ML) для оптимизации состава бурового раствора в нефтегазодобывающей промышленности. Описываются основные этапы разработки модели, начиная от сбора данных и заканчивая внедрением и поддержкой. Работа подчеркивает важность правильного выбора модели и ее практическую значимость для бурения.

**Ключевые слова:** машинное обучение, буровой раствор, оптимизация, нефтегазодобывающая промышленность, ML модель, данные.

Выбор состава бурового раствора является одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность и надежность процесса бурения в нефтегазодобывающей промышленности. Неправильный выбор состава может привести к различным проблемам, таким как снижение устойчивости ствола скважины, замедление процесса бурения и увеличение издержек. В связи с этим, разработка ML модели для оптимизации состава бурового раствора становится все более актуальной и востребованной задачей.

Выбор оптимального состава бурового раствора имеет большую научную значимость и практическую важность для нефтегазодобывающей промышленности. Оптимизация этого процесса позволяет снизить затраты, повысить производительность и минимизировать риски, связанные с бурением. Несмотря на наличие опытных специалистов в этой области, использование ML модели может усилить анализ данных и предоставить новые инсайты для более точного выбора состава бурового раствора.

ML позволяет строить обучаемые модели для выполнения определенных целей. Суть машинного обучения заключается в построении математических моделей для исследования определенного рода данных. Методом настройки

параметров данных моделей получают отображение наблюдаемых данных. Иначе говоря, программа обучается на данных. После завершения обучения на имеющихся данных наблюдений модели можно задействовать для предсказания данных следующих наблюдений [1].

Целью данной работы является разработка методологии выбора ML модели для оптимизации состава бурового раствора. Это включает в себя следующие задачи:

- 1) Сбор и подготовка данных о параметрах скважины, геологических характеристиках и свойствах буровых растворов.
- 2) Инженерия признаков для улучшения качества данных.
- 3) Выбор подходящей модели машинного обучения.
- 4) Обучение и оценка модели на основе собранных данных.
- 5) Внедрение модели в производственное окружение и оценка ее практической значимости.

Первым шагом в разработке ML модели является сбор данных. Эти данные должны включать в себя информацию о параметрах скважины, типе горных пород, влажности, составе бурового раствора и результаты бурения. Качество данных является критически важным фактором для успешного обучения модели.

Первым шагом в разработке ML модели является сбор данных. Эти данные должны включать в себя информацию о параметрах скважины, типе горных пород, влажности, составе бурового раствора и результаты бурения. Качество данных является критически важным фактором для успешного обучения модели.

Собранные данные подвергаются очистке и предобработке. Это включает в себя удаление выбросов, заполнение пропущенных значений и масштабирование числовых признаков. Чистые и подготовленные данные обеспечивают более стабильное и точное обучение модели.

Инженерия признаков позволяет создать новые характеристики на основе имеющихся данных, которые могут быть полезными для моделирования. Например, можно создать признаки отражающие совместимость литогенеза, гидролиза со свойствами бурового раствора [2]. Выбор подходящей модели машинного обучения зависит от характеристик данных и задачи оптимизации бурового раствора. Регрессия, случайный лес, градиентный бустинг и нейронные сети - все это варианты для рассмотрения.

Разработка и внедрение ML модели для выбора состава бурового раствора может привести к следующим практическим выгодам:

- 1) Сокращение издержек на бурение за счет оптимизации раствора.
- 2) Улучшение производительности и скорости бурения.
- 3) Минимизация рисков нестабильности скважины.

В заключение, разработка методологии выбора ML модели для оптимизации состава бурового раствора представляет собой перспективное направление в нефтегазодобывающей промышленности. Научная значимость данного исследования выражается в возможности совершенствования технологических процессов бурения, снижения рисков и улучшения результативности. Сбор, обработка и анализ данных в сочетании с применением ML модели позволяют создать инструмент, способствующий более эффективному выбору оптимального состава бурового раствора. Практическая значимость этой работы заключается в потенциальной экономии средств и времени [3], а также в повышении безопасности и стабильности процессов бурения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Парфенов К.В. Обзор современных методов машинного обучения применяемых в бурении нефтяных и газовых скважин // Ашировские чтения. 2023. – Т.1. – №1 (15) – С. 44-46.
2. Парфенов К.В., Нечаева О.А., Парфенова С.Н. Разработка механизма подбора рецептуры промывочной жидкости для бурения глинистых интервалов // Ашировские чтения. 2023. – Т.1. – №1 (15) – С. 63-64.
3. Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А., Черников А.Д., Наумов А.В., Грязнов А.В., Молошников И.А., Бороздин С.О., Сафарова Е.А. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения // Георесурсы. – 2020. – Т.22. – №4. – С. 79-85. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.79-85>
4. Попов, Е. А., Стариков М.А., Невкин А.А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 36-40.
5. Гладкова, Е. А., Сайченко Л.А. Применение машинного обучения в бурении скважин // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 294-296.

УДК

## ПРИМЕНЕНИЕ РУО ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ

*В.Э. Соловьев*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт*

***Ключевые слова:** первичное вскрытие пласта, призабойная зона скважины, качество вскрытия, механическая скорость бурения, коммерческая скорость бурения, кавернометрия, раствор на водной основе, раствор на углеводородной основе, коррозионная стойкость, ингибирование, фильтрация, прихват, проницаемость, реологические параметры.*

***Аннотация:** Вскрытие продуктивных пластов традиционными методами с применением глинистых буровых растворов на водной основе во многих случаях приводит к кольтатации призабойной зоны скважины (ПЗС) твердой фазой и фильтратом раствора. Это приводит к ухудшению коллекторских свойств пласта и увеличению времени и стоимости работ по освоению скважин, а в некоторых случаях не удастся достичь промышленно значимого притока пластовых флюидов к скважине. Для решения данной проблемы при вскрытии продуктивных пластов все чаще применяются специальные составы промывочных жидкостей с низким содержанием дисперсной фазы, а также безглинистые очистные агенты на углеводородной основе, которые снижают ухудшение коллекторских свойств ПЗС и*

повышают коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пластов при освоении скважин.

### **The use of RUO in the primary opening of formations**

**Vladimir E. Solovyev**

**Almetyevsk State Oil Institute**

**Key words:** primary opening of the formation, well bottom zone, quality of opening, mechanical drilling speed, commercial drilling speed, cavernometry, water-based solution, hydrocarbon-based solution, corrosion resistance, inhibition, filtration, tack, permeability, rheological parameters.

**Annotation:** The opening of productive formations by traditional methods using water-based clay drilling fluids in many cases leads to colmatation of well bottom zone by the solid phase and the filtrate of the solution. This leads to a deterioration of reservoir properties of the reservoir and an increase in the time and cost of well development, and in some cases it is not possible to achieve an industrially significant inflow of reservoir fluids to the well. To solve this problem, when opening productive formations, special compositions of washing liquids with a low content of the dispersed phase, as well as clay-free hydrocarbon-based cleaning agents are increasingly used, which reduce the deterioration of the reservoir properties of well bottom zone and increase the coefficient of restoration of the permeability of productive formations during well development.

Буровые растворы на водной основе, применяемые для проходки основного ствола скважины, как правило, не удовлетворяют указанным требованиям. При контакте таких растворов с углеводородными пластовыми флюидами и содержащей их пористой средой происходит необратимое снижение естественной проницаемости призабойной зоны скважины. Данное обстоятельство влечет за собой уменьшение, нередко кратное, фактической продуктивности скважины в сравнении с ее потенциальной продуктивностью и увеличение сроков освоения скважин. Кроме того, буровые растворы на водной основе вызывают коррозию промышленного оборудования, повышают его абразивный износ и развивают нежелательные микробиологические процессы.

Требованиям, обеспечивающим высокое качество вскрытия продуктивных пластов, удовлетворяют растворы на углеводородной основе (РУО). Использование РУО позволяет практически полностью исключить снижение проницаемости призабойной зоны скважины. Несущей средой этих растворов является углеводородная, по физико-химическим свойствам родственная углеводородному флюиду, насыщающему продуктивный пласт, и, следовательно, не образующая при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины.

Помимо качественного вскрытия продуктивных пластов РУО с успехом могут использоваться в разведочном бурении для отбора керна с сохранением его естественной водонасыщенности и проницаемости, а также при бурении скважин в осложненных условиях и для подземного (капитального) ремонта нефтяных и газовых скважин.

Впервые растворы на углеводородной основе в бурении были применены за рубежом, причем в качестве структурообразователя для них использовался «Бентон-



34», разработанный в США. Однако высокая стоимость материала не позволила найти применения в отечественном бурении.

Использование в составе РУО отечественного органобентонита (аналога «Бентона-34»), производство которого освоило предприятие ООО «КОНСИТ-А» по принципиально новой технологии, являющегося эффективным структурообразователем РУО, позволяет регулировать реологические свойства этих растворов в широком диапазоне.

РУО имеют малокомпонентный состав, что снижает их стоимость, быстро готовятся в условиях буровой, легко прокачиваются и очищаются от выбуренной породы. Реологические параметры их хорошо регулируются в процессе бурения скважины.

Применение органобентонита в составе РУО, кроме структурообразующих свойств, обеспечивает раствору необходимую вязкость, высокую термостойкость и электростабильность, неограниченную солестойкость, большую глиноемкость, устойчивость к CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S, полную коррозионную устойчивость, возможность утяжеления раствора, высокие смазочные свойства.

Состав РУО должен уточняться лабораторной проверкой для конкретных горно-геологических условий.

Вязкость РУО регулируется соотношением фаз и, при необходимости, количеством органобентонита. Увеличение вязкости достигается добавлением водной фазы, снижение вязкости — добавлением дизтоплива.

Структурообразующие свойства и термостойкость обеспечиваются наличием в составе раствора органобентонита. Электростабильность, термодинамическая устойчивость всей системы РУО и низкий уровень фильтрации (причем обязательным условием является отсутствие водной фазы в фильтрате) обеспечиваются эмульгатором и органобентонитом.

Солестойкость РУО практически не ограничена по любым солям и их смесям.

Глиноемкость РУО достигает 20%, что обеспечивается наличием в составе раствора органобентонита и эмульгатора.

Смазочные свойства РУО очень высокие, что обусловлено компонентным составом раствора.

Коррозионная устойчивость РУО полная, в т. ч. и в отношении алюминиевых труб, что также обусловлено компонентным составом РУО.

Возможно многократное повторное использование РУО при условии его удовлетворительной очистки.

Произведен сравнительный анализ нескольких показателей, на который влияет буровой раствор.

На рисунках 1,2 представлено измерение кавернометрии ствола скважины в процессе бурения с применением различных растворов. Исходя из замеров видно, что при бурении с применением раствора РУО достигается наиболее высокая сохранность минимального диаметра скважины. Важно отметить, что стабильность ствола скважины позволяет избежать дифференциальные и механические прихваты.

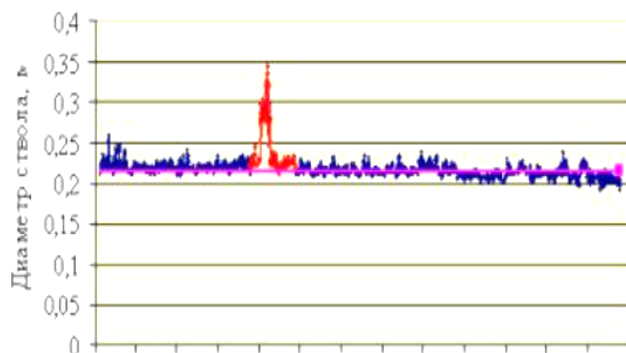


Рис.1 Применение раствора на водной основе

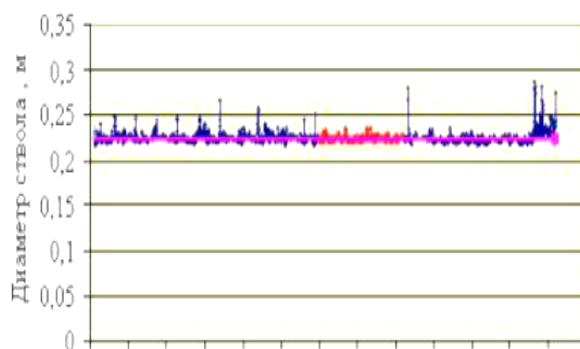


Рис.2 Применение раствора РУО

На рисунке 3,4 представлено сравнение коммерческой скорости при использовании различных растворов. Достигнутые преимущества с раствором РУО:

1. Низкий коэффициент трения
2. Увеличение механической скорости
3. Увеличение коммерческой скорости
4. Низкий риск дифференциального прихвата
5. Сокращение аварий и осложнений



Рис.3 Сравнение коммерческой скорости

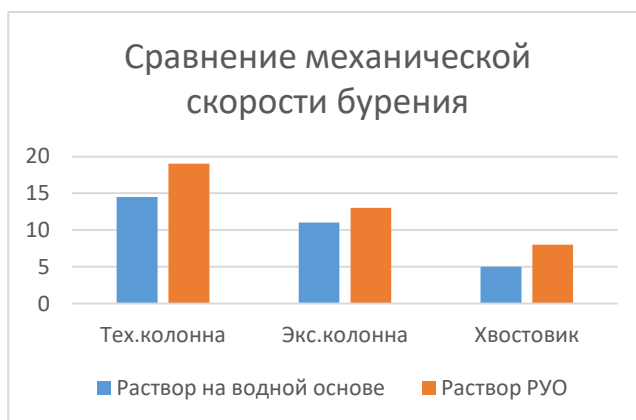


Рис.4 Сравнение механической скорости

На рисунке 5 представлено сравнение удельной продуктивности коллектора с использованием растворов РУО и раствора на водной основе при первичном вскрытии пласта. При использовании раствора РУО, увеличивается качество первичного вскрытия пласта:

1. Изоляция пласта кольматантом
2. Низкая фильтрация раствора
3. Высокое ингибирование

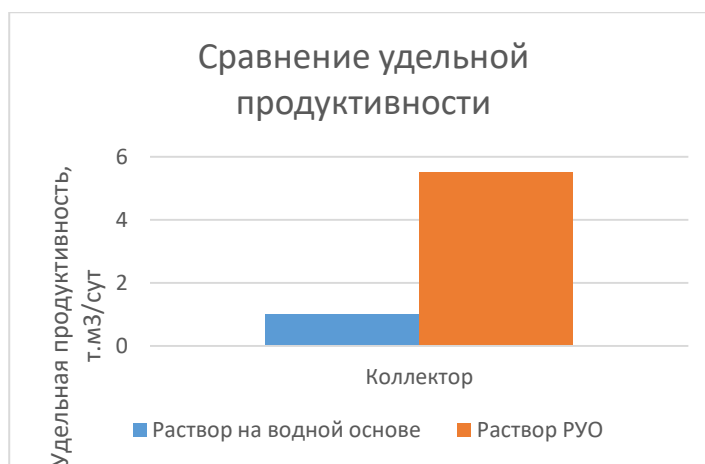


Рис.5 Сравнение удельной продуктивности коллектора

Применение РУО доказала свою высокую эффективность, технологичность и экологическую безопасность при бурении как эксплуатационных, так и разведочных скважин в различных геолого-технических условиях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. - 2011. - Т. 194. - С. 84-90.
2. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород // Записки Горного института. - 2016. - Т. 219. - С. 412-420.
3. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына, А.В. Ковалев, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, Е.В. Чернобровин, А.А. Щербаков // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 9. - С. 58-59.
4. Конесев В.Г., Хомутов А.Ю. Результаты применения растворов на углеводородной основе при вскрытии продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 5. - С. 44-45.
5. Некрасова И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горногеологических условий их применения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2018. - Т. 18, № 2. - С. 12-139.
6. Повышение эффективности бурения многозабойных скважин за счет применения растворов на углеводородной основе / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, Д.В. Малютин // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 8. - С. 28-30.

УДК 522.245.3:678,7

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНОЙ СРЕДЫ НА СОСТОЯНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

*Л.В. Ермолаева*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

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

*Приводятся результаты исследования влияния водных растворов солей и химических реагентов на устойчивость глинистой породы при осмотических перетоках.*

*Ключевые слова:* глина, осмос, гидратация, раствор соли, химический реагент.

Горные породы в условиях естественного залегания и при вскрытии их в процессе бурения скважины подвергаются воздействию жидкой среды. Под действием фильтрата промывочной жидкости процессы деформирования и разрушения горных пород в основном обусловлены физико-химическими

явлениями, протекающими на границе раздела буровой раствор - горная порода, к которым относятся адсорбция, смачивание, гидратация, осмос, растворение.

Процесс гидратации глинистых пород значительно зависит от состава и строения кристаллической решетки. Глинистые породы группы монтмориллонита и вермикулита имеют очень слабые связи между слоями, что выражается в их способности поглощать значительное количество воды, то есть кристаллическая решетка у таких глин набухающая. Поэтому расширение решётки может быть значительным и заканчивается полным разобщением слоёв. Поглощение большого количества воды, заполняющей не только поры породы, но и проникающей внутрь кристаллических решёток глинистых минералов, вызывает набухание глин и увеличение их объёма.

При бурении скважин, в результате снижения механической прочности глинистых пород от физико-химического взаимодействия с дисперсионной средой промывочной жидкости, под воздействием горного давления происходит их осыпание, обваливание в скважину и образование каверн. Проникновение промывочных жидкостей и их фильтратов в глинистые породы по дефектным местам уменьшает их механическую прочность за счёт поверхностной энергии смачивания и капиллярных сил проникающей жидкости.

Почти все горные породы в геологическом разрезе нефтяных месторождений являются гидрофильными. При смачивании и пропитке горных пород водой происходит уменьшение их прочности. Глинистые отложения в результате смачивания пресным водным фильтратом промывочной жидкости интенсивно набухают.

Набухание глинистых пород происходит в результате роста влажности, увеличения объёма частиц и давления с последующим разрушением структуры глинистых частиц. В процессе гидратации глинистых пород происходит сначала адсорбционное набухание, затем осмотическое набухание. Адсорбционное набухание связано с поглощением воды в результате действия адсорбционных сил. Осмотическое набухание глинистых горных пород обусловлено действием осмотических процессов. От сочетания адсорбционных, осмотических и капиллярных сил зависит увеличение объёма глинистых пород при набухании. Однако, в геологическом разрезе месторождений встречаются глинистые породы не набухающие в водной среде, а осыпаящиеся. Фильтрат промывочной жидкости, проникая в глинистые породы, имеющие плитчатое или оскольчатое строение, снижает их устойчивость. В результате механического воздействия бурильного инструмента и действия переменного давления такие глинистые породы осыпаются в скважину. Явление осмоса в скважине способствует уменьшению прочности, набуханию, осыпанию и обваливанию глинистых пород.

В глинистых отложениях проявляются реологические свойства в виде ползучести. Ползучесть глинистых пород наблюдается при неравномерном напряженном состоянии. В случае напряжённого состояния, близкого к пределу текучести пород, происходит вытекание глинистой породы в скважину.

В результате достижения предельного состояния в горных породах происходит потеря устойчивости пород и разрушение стенок скважины. Пластическая деформация глинистых пород вызывает уменьшение диаметра скважины, а хрупкое разрушение приводит к осыпям и обвалам стенок скважины.

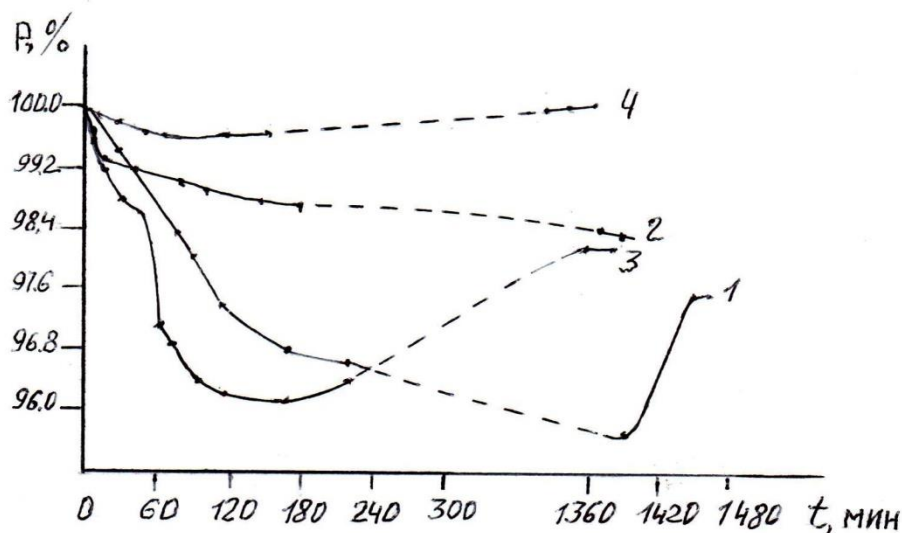
Осмотические процессы на поверхности раздела глинистых отложений и дисперсионной среды промывочной жидкости являются одной из причин, которая приводит к нарушению устойчивого состояния глин [1]. В процессе бурения осмотические перетоки жидкости могут происходить как из скважины в пласт, так и из пласта в скважину. Переток жидкости из скважины в пласт может привести к неустойчивому состоянию глинистых отложений. Осмотический переток из пласта в скважину создаёт некоторое обезвоживание глинистых пород, в результате наблюдается повышение устойчивости глин.

Естественная влажность глинистой породы оказывает влияние на сохранение устойчивости глинистых отложений при воздействии осмотических перетоков жидкости. Наибольшая устойчивость глинистой породы сохраняется при естественной начальной влажности глины не более 8 %, так как в малоувлажнённых глинистых отложениях сначала происходит их гидратация и капиллярная пропитка. Следовательно, эти условия являются характеризующими изменение и нарушение устойчивости слабоувлажнённой глинистой породы [ 2 ].

Гидратация глинистых горных пород сопровождается увеличением объёма с последующим их диспергированием и разрушением. Величина и скорость разрушения глинистых отложений зависит от того с какой дисперсионной средой контактирует глинистая порода и какие химические реагенты содержатся в промывочной жидкости. На степень гидратации глинистых пород оказывает влияние строение кристаллической решётки, структурные связи, плотность. Величина набухания глинистых отложений существенно увеличивается при нарушении природных структурных связей.

Проведены исследования на искусственно приготовленных с помощью пресс-формы образцах глины, которые помещались в растворы с различным содержанием и видом солей, химических реагентов. В образцах глины тоже изменялся состав содержащейся в них воды. В зависимости от состава образца глины и жидкой среды изменялось направление осмотических перетоков, вес образца глины в растворе, и устойчивость образца глинистой породы к разрушению или изменению формы.

В исследованиях при осмотических перетоках из жидкой среды в образец / из скважины в пласт / полной устойчивости образцов пород не наблюдалось, происходило потеря веса образца глины. Образец глины, содержащий 15 % воды и 5 % соли хлористого натрия, помещённый в водный раствор с содержанием 1 % карбоксиметилцеллюлозы, 0,15 % конденсированной сульфит-спиртовой барды и 0,2 % кальцинированной соды увеличился в объёме, но не разрушился / рисунок, кривая 1 /. Это объясняется связующим действием химического реагента карбоксиметилцеллюлозы .



Кривые весовых характеристик устойчивости глин

Однако, при том же составе образца глины, который помещался в водную среду с содержанием 0,1 % карбоксиметилцеллюлозы, 0,2 % кальцинированной соды и 0,15 % конденсированной сульфит-спиртовой барды при осмотическом перетоке из раствора в образец, образец глины разрушился / рисунок, кривая 2 /. Это объясняется недостаточным количеством карбоксиметилцеллюлозы для создания необходимого связывающего действия, что не обеспечило устойчивость образца глинистой породы.

При осмотическом перетоке из образца / из пласта в скважину / потеря воды в глине характеризуется снижением веса образца глинистой породы. Образец глины, содержащий 15 % воды, 1 % гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости / ГКЖ - 10 /, в водном минерализованном растворе 5 %-го хлористого натрия, при осмотическом перетоке из образца частично разрушился / рисунок, кривая 3 /. При составе образца : глина и 15 % воды, помещённый в раствор, содержащий 0,1 % карбоксиметилцеллюлозы, 0,15 % конденсированной сульфит-спиртовой барды, 0,2 кальцинированной соды, 2 % хлористого кальция, переток осмотический проходил из образца в раствор, образец глинистой породы не разрушился /рисунок, кривая 4 /.

Влияние осмотических процессов на устойчивость глинистой породы зависит от её начальной влажности. В условиях скважины глины с малой естественной влажностью способны адсорбировать воду, гидратироваться, что приводит к изменению и разрушению структуры глинистых отложений.

С увеличением воды в образце глины до 20-25 % не происходило начального повышения веса образца породы в жидкости. Процесс интенсивной пропитки отсутствовал.

Осмотический переток жидкости в образец глины вызвал только незначительное разрушение образца породы, набухание не происходило.

При действии осмотических перетоков важным условием для сохранения устойчивости глинистых отложений на стенках скважины является изменение

минерализации концентрации химических реагентов связывающее - крепящее действия промывочных жидкостей, с учётом естественной начальной влажности глинистой породы.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Спивак А. И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. - Москва : Недра, 1979. - 240 с.
2. Белов В.П., Андреев С.С., Ермолаева Л.В. Оценка осмотического действия жидкости на глинистую породу // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 1983, - № 1 - С. 15-21.

УДК 622.24

### ОТРАБОТКА МЕТОДИКИ ВСКРЫТИЯ ОСЛОЖНЁННОГО ГОРИЗОНТА С<sub>2</sub>В ВОДОНАГНЕТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОИЗВОДСТВА «НОДА»

*В.В. Живаева, М.Г. Казазян, П.Н. Букин*

*Самарский государственный технический университет г. Самара, Россия*

*email: [kazazyan98@mail.ru](mailto:kazazyan98@mail.ru)*

**Аннотация.** При бурении скважин с целью последующей их эксплуатации возможно возникновение множественных осложнений, которые увеличивают сроки строительства скважин и могут привести к потере ствола. В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов и изучение геомеханических свойств горной породы, а именно воздействие промывочной жидкости на механические свойства горной породы является важной задачей.

**Ключевые слова:** Буровой раствор, плотность, коллоидная фаза, керн, геомеханические свойства

При бурении скважин на территории производства «НОДА» с целью эксплуатации пласта С<sub>2</sub>В возникает множество осложнений, которые увеличивают сроки строительства скважин и могут привести к потере ствола. В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов. Большое внимание необходимо уделить процессу первичного вскрытия пласта С<sub>2</sub>В и выбору и промывочной жидкости.



Интервал бурения под эксплуатационную колонну 1650-2220м приурочен к Московскому, Башкирскому, Серпуховскому, Визейскому ярусам. Данный интервал бурится через известняки неравномерно глинистые с прослоями аргиллитов, участками доломитизированные, пористые, где возможны кавернообразования, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и посадки бурильного инструмента, поглощения бурового раствора, дифференциальные прихваты. Буровой раствор для данного интервала должен обладать высокими ингибирующими и стабилизирующими свойствами для обеспечения хорошей очистки и устойчивости ствола скважины в данных условиях бурения.

Для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора необходимо применять ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, для регулирования реологических свойств бурового раствора требуются биополимерная добавка на основе ксантановой смолы XAN-PLEX D. Для уменьшения риска дифференциального прихвата в проницаемых пластах за счёт эффективного временного закупоривания в состав раствора рекомендуется вводить с подобранным соотношением фракций КАРБОНАТ КАЛЬЦИЯ, графит. Для приготовления свежего раствора, необходимо повысить pH воды затворения до 10,5-11 с помощью каустической соды и оксида магния, снизить жесткость воды до <150 -200мг/л с помощью кальцинированной соды.

В течении всего времени бурения интервала необходимо поддерживать pH бурового раствора в интервале 8,5-10, а также программные значения концентраций ингибиторов (гидрофобизаторов) набухания глин в буровом растворе.

Пластовое давление 1650-2220м по вертикали нормальное (коэффициент аномальности  $K_a=1,188$  до глубины 2135м) величина пластового давления на глубине 2135м составляет 24,88МПа, плотность бурового раствора должна удовлетворять соотношению:

$$\frac{24,88 * 1,05}{9,81 * 2135 * 10^{-3}} = 1,25 < \rho$$

Следовательно, плотность бурового раствора в этом интервале должна быть не менее 1,25 г/см<sup>3</sup>. Учитывая требования к плотности бурового раствора, которые устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины, при бурении под эксплуатационную колонну выбираем плотность бурового раствора: в интервале 1650-2220м - 1,25/см<sup>3</sup>.

Для последующего подбора, мною предложены следующие 4 типа буровых растворов : глинистый, стабилизированный глинистый , полимер глинистый, малоглинистый известково ингибированный. Данные растворы были приготовлены в лаборатории кафедры «БНГС». Лаборатория кафедры включает в себя: рычажные весы для определения плотности бурового раствора, воронку Марша, мешалку “Гамильтон Бич”, трансформатор 230/115–12в, нагревательную чашу АС–ДС, ротационный вискозиметр ФЭН, фильтр-пресс, pH-метр. Для контроля свойств раствора могут быть использованы также приборы, входящие в комплект лаборанта буровых растворов КЛР–1. Комплект включает рычажные весы ВРП– 1, вискозиметр ВРБ–1, фильтр-пресс ФЛР–3, термометр ТР–1, прибор для определения

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

газо- содержания ПГР–1, секундомер, набор индикаторной бумаги, отстойник ОМ–2, набор реактивов и посуды для химических анализов. С помощью стандартного набора химреактивов и лабораторной посуды будет контролироваться содержание в буровом растворе ионов калия и кальция, коллоидной фазы, песка, будет проводиться необходимый анализ фильтрата раствора и т.д.

Далее был проведен анализ их свойств, результаты представлены в табл.1 «  
Параметры бурового раствора»

Табл.1

«Параметры буровых растворов»

Название (тип) раствора	Параметры буровых растворов												
	плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, сек/кварта	Вязкость, мПа*с	Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа		толщина фильтрацион- ной корки, мм	содержание песка, %	рН	МВТ, кг/м <sup>3</sup>	жесткость по Са <sup>2+</sup> , мг/л	содержание хлорид-ионов Cl <sup>-</sup> , мг/л	пластическая вязкость, сПз / мПа*с	Динамическое напряжение сдвига, дПа
				через 10 сек	через 10 мин.								
Глинистый	1,12	70-90	<20	24-73	58-120	<2,0	<3,0	8,5-9,5	<100	<200	<200	12-25	73-144
Стабилизированный глинистый	1,31	70-90	8-10	39-73	48-146	<1,5	<1,5	8,0-9,0	<80	<200	<2000	12-22	73-170
Полимер глинистый	1,31	50-75	<5	24-73	48-146	<1,5	<1,0	8,0-9,0	<60	<200	<25000	10-20	54-120
Малоглинистый известково ингибированный	1,25	50-65	<5	24-73	48-146	<1,0	<1,0	8,0-9,0	<45	<200	<25000	10-20	73-150

На основании первичных условий можно сделать промежуточный вывод о том, что по необходимыми параметрам будет соответствовать раствор «малоглинистый известково ингибированный». Следующим этапом определения влияние жидкости на пласты в лабораторных условиях будет измерение проницаемости образцов породы после воздействия на них испытываемых растворов. Для этого были отобраны и описаны образцы кернов с интервалов 1650-2220м. В качестве количественного показателя оценки влияния раствора на образец керна используется коэффициент восстановления проницаемости  $\beta$ , который определяется как отношение проницаемости образца после воздействия на него фильтрата бурового раствора к исходной проницаемости образца.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для ВУЗов. — М.: Недра, 1998. — 438 с.
2. Булатов А. И., Просекова Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для ВУЗов — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 1007 с.
3. РД 08–200–03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Госгортехнадзор РФ, 2003. — 161 с.
4. Басарыгин Ю. М. Заканчивание скважин. / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. — М, 2000. — 668 с.
5. Гайворонский И. Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири / И. Н. Гайворонский, Г. Н. Леоненко, В. С. Замахаев. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. — 364 с.

6. Ягафаров А. К. Теоретические и практические аспекты методологии вскрытия продуктивных пластов и интенсификации притоков / А. К. Ягафаров, Н. П. Кузнецов, А. А. Ручкин, О. В. Нагарев, И. А. Кудрявцев, И. И. Клещенко, Ю. А. Савиных // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 12. — С. 32–35.
7. Юсупов, Т. К. Подбор бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта ЮК2–4 на Сыньеганском месторождении / Т. К. Юсупов.

УДК 622.24.084.3; 622.248.9

## МИНИМИЗАЦИЯ СЛОМОВ КНБК И ПОВЫШЕНИЕ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ИСПОЛЬЗУЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ

*В.В. Живаева<sup>1</sup>, С.А. Лукьянов<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>кандидат технических наук, доцент,  
заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
Института нефтегазовых технологий ФГБОУ ВО «СамГТУ»*

*<sup>2</sup>аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ,  
начальник телеметрической службы ООО «СПП Развитие»  
г.Самара, Россия*

**Аннотация.** В данной статье разобрана технология бурения скважин с горизонтальным завершением, использующая диагностические параметры телесистемы для мониторинга состояния КНБК на забое, с целью увеличения скорости проходки ствола и снижения критических вибрационных и шоковых нагрузок на элементы КНБК.

**Ключевые слова:** телесистема, КНБК, бурение, вибрация, технология, оптимизация, слом инструмента, проходка, скважина, случайный лес.

**Minimizing BHA breakdowns and increasing penetration rate  
when drilling oil and gas wells,  
using diagnostic parameters of downhole telesystems.**

**Zhivaeva Vera Viktorovna,  
Lukyanov Semyon Alekseevich,**

**Abstract:** This article discusses the technology of drilling wells with horizontal completion, using diagnostic parameters of the telesystem to monitor the condition of the BHA at the bottom, in order to increase the speed of penetration of the hole and reduce critical vibration and shock loads on the BHA elements.

**Keywords:** MWD, BHA, drilling, vibration, technology, optimization, tool scrapping, ROP, well, random forest.

Возрастающая мировая потребность в углеводородных ресурсах и скорость развития нефтедобывающей отрасли ведет к увеличению темпов освоения новых месторождений, следовательно, к необходимости повышения эффективности строительства скважин и рентабельной разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Снижение стоимости и увеличение эффективности строительства скважин на 15-30% возможно за счет применения передовых технологических решений. Одним из таких решений является мониторинг поведения КНБК и создание алгоритмов управления КНБК на забое для минимизации потерь энергии, передаваемой породоразрушающему инструменту, а также снижения рисков нарушения целостности забойного оборудования и системы телеметрии, что в совокупности может привести к росту непроизводительного времени.

Поведение КНБК на забое зависит от вибраций, возникающих в результате воздействия породоразрушающего инструмента на горную породу, слагающую забой скважины. Информация о природе, уровнях и способах борьбы с вибрациями имеет широкое освещение в технической документации разработчиков систем телеметрии и забойного оборудования. В паспортах на оборудование КНБК указаны значения порогов допуска продолжительных вибраций и критические значения для шоковых нагрузок, а также рекомендации по изменению режимов бурения, при их наступлении.

Интерпретация и использование данных телеметрической системы о поведении КНБК, полученных максимально оперативно и достоверно на забое, становится новым приоритетом для разработки технологии бурения современных скважин со сложным проектным профилем. Соответственно, возникает необходимость разработки методики управления вибрациями КНБК и технологии энергоэффективного бурения горизонтальных участков скважин.

В ходе многолетней работы над решением этой проблемы, нами был сделан вывод о необходимости более глубокого анализа и альтернативной интерпретации диагностических параметров забойных телеметрических комплексов, а именно, показаний датчиков осевых, латеральных и торсионных вибраций, которые обычно устанавливаются в инклинометры, волновые резистивиметры, блоки автономного питания. Помимо нативного предназначения – контроля превышения критических величин разрушительных сил, эти параметры могут существенно помочь в определении эффективных параметров бурения, рекомендовать изменение в реальновременном режиме скорости вращения КНБК, расхода промывочной жидкости и нагрузки на долото, минимизируя потери энергии на процессы, не влияющие на углубление ствола буримой скважины.

Такой анализ и интерпретация неизбежно влечет за собой построение модели, учитывающей взаимное поведение обозначенных параметров во времени для каждого конкретного случая: месторождения, куста, скважины, каждого отдельного интервала бурения, и даже особенностей КНБК, применяемых в каждом отдельном рейсе.

Эффективность такой модели была бы крайне низкой, если бы подразумевала исследования и испытания для бесчисленного множества влияющих факторов, которые неизбежно приходилось бы добывать для верного решения поставленной задачи на каждом интервале бурения. Трудоемкость таких изысканий сопоставима со строительством самой скважины, а стоимость поврежденного оборудования, полученного в результате поиска технического предела, превысила бы стоимость оборудования, необходимого для бурения скважины при

использовании консервативных технологий строительства. А предположение о схожести условий и копировании прошлых успехов не может на 100% гарантировать результат в связи с трудноизвлекаемостью, дискретностью, нелинейностью некоторых величин, используемых для транспонирования успешной модели на новую скважину.

В нашем эксперименте выбран геологически и геометрически стабильный участок горизонтального окончания одной из скважин Ковыктинского ГКМ, где в КНБК включена телеметрическая система APS Technology с набором датчиков, позволяющих отслеживать, помимо геометрических параметров ствола скважины, данные резистивиметрии, гамма-фона, собственные диагностические параметры, включая осевые, латеральные и, расчетно, торсионные вибрации и шоки.

Математически наша задача может быть сведена к определению функций вида:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_k)$$

Где искомая величина – один из параметров режима бурения, который необходимо регулировать каждый момент времени. Мы подразумеваем под ними обороты инструмента, расход промывочной жидкости, нагрузку на долото. Под переменными подразумеваются доступные параметры, которые могут быть привязаны по времени и забою к каждому конкретному моменту времени, и должны не превышать критических максимальных значений, приводящих к опасности слома бурильного инструмента.

$$Y = f(y_1, y_2, \dots, y_k)$$

При этом необходима ещё одна функция более высокого уровня, которая, опираясь на решения предыдущих зависимостей, определяет скорость проходки.

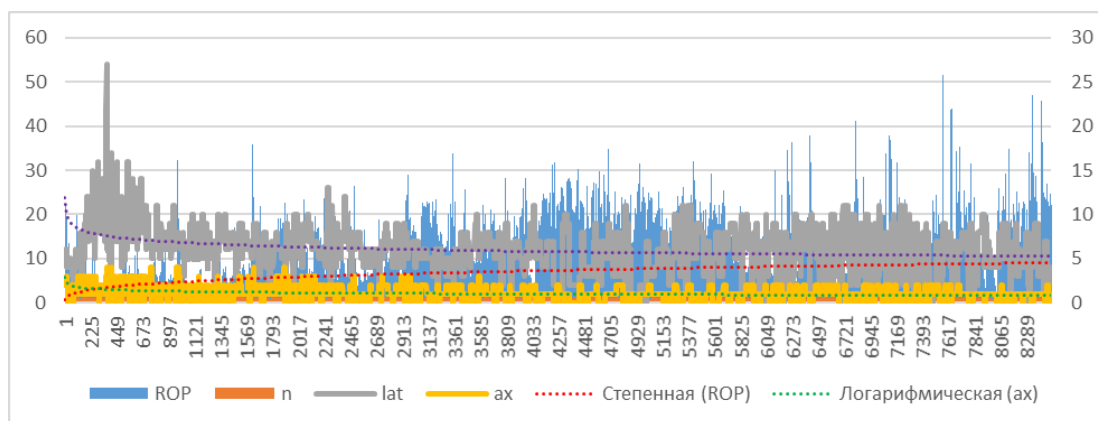


Рис. 1 – графическое представление массива данных

Любые попытки получения линейной или полиномиальной модели (рис. 1) из вышеописанных величин приводят к неудаче в виде статистической недостоверности прогноза ожидаемых результатов изменения режима бурения и скорости бурения.

В виду ограниченности канала передачи данных и невозможности длительной циркуляции в одном положении для получения огромного массива информации, необходимой для объемного анализа состояния КНБК, так как мы всё же боремся за скорость и эффективность технологии, нам необходим ряд допущений, помогающий строить прогноз, несмотря на умышленное исключение из модели принятия решения влияющих параметров. Такая постановка задачи укладывается в инструментарий искусственных нейронных сетей. Необходимо лишь выбрать метод, собрать обучающий массив данных и назначить правила его переобучения, определить значимые доступные забойные и управляющие параметры, их допустимый коридор значений, а также цель – величину, к которой мы стремимся в решении. И всё эти вычисления надо делать с такой частотой, с которой только позволяет привязка и достоверная интерполяция зачастую очень дискретных величин, участвующих в обучающей выборке.

Такое решение было найдено в виде метода «Случайного Леса», предложенного Лео Брейманом и Адель Катлер, который является алгоритмом машинного обучения, использующим набор контрольных групп – решающих деревьев. Основы алгоритма – метод бэггинга Бреймана и метод случайных подпространств Тин Кам Хо. Этот инструмент успешно применяется для решения задач кластеризации и регрессии во многих сферах, когда требуется обработка большого массива значений параметров, не имеющих прямой математической связи. Основная его идея в том, чтобы на основании анализа результатов расчета контрольных групп данных, где каждый отдельный не обеспечивает высокое качества классификации, улучшить результат за счет увеличения количества исследуемых групп. Таким образом, на основании массива обучающих данных нейросеть формирует алгоритмы расчета исследуемых параметров, результаты которых удовлетворяют своей точностью, повышая достоверность с поступлением новых образцов.

Чтобы осуществить виртуальный анализ эффективности данной технологии бурения, мы используем массив событий уже пробуренной скважины. События привязаны по времени, забою и вертикали, содержат данные датчиков ГТИ, полный журнал данных, получаемых от забойной телесистемы в реальном времени, данные послерейсового исследования памяти приборов ННБ, а также значения датчиков бурового станка, фиксируемых его самописцем. Из этих данных выбираем участки бурения вращением и выгружаем в созданную среду моделирования. На каждом запуске расчета модель обучается на 85% исследуемого массива и тестируется на оставшихся 15% уже свершившихся событий.

Определим дисперсию скорости проходки, опираясь только на параметры режима бурения, которыми мы непосредственно можем управлять: обороты инструмента, нагрузка на крюк, расход промывочной жидкости (рис. 2).

```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.5041036764064422
R2 Linear regression 0.2730393038894776
For test data:
R2 Random forest 0.510964014472752
R2 Linear regression 0.28862529500120226
    
```

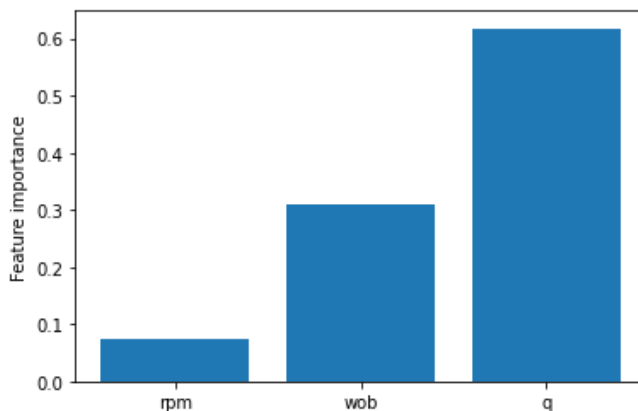


Рис. 2 – применение модели на параметрах режима бурения

Решающим фактором для определения скорости бурения в этом эксперименте оказался расход промывочной жидкости, однако 50% дисперсии целевой величины (ROP) не выглядит очень достоверным результатом работы модели, а приведенные для сравнения результаты линейной регрессии доказывают несостоятельность привычных математических инструментов в данной задаче.

Повторим опыт, используя диагностические данные забойной телесистемы: осевые, латеральные и торсионные вибрации (рис. 3).

```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.6925844013813409
R2 Linear regression 0.13239443948719787
For test data:
R2 Random forest 0.638375432954243
R2 Linear regression 0.108349818466284
    
```

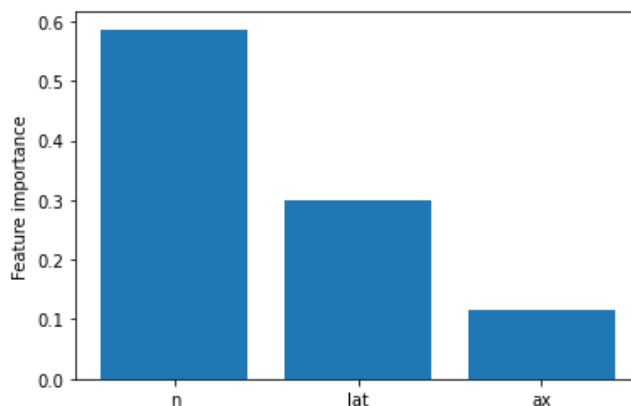


Рис. 3 – применение модели на диагностических параметрах ТМС

Коэффициент детерминации составил статистически значимые 0,69 на обучающих данных, и до 0,64 на тестовых. То есть предположение верно – диагностические параметры действительно в значительной мере могут быть интерпретированы для прогнозирования скорости бурения, будучи зажаты в граничные условия, не превышающие технический предел оборудования.

Так как все события выборки имеют в своем описании все вышеописанные значимые значения величин, объединим их нашей модели (рис. 4):



```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.7181042406947391
R2 Linear regression 0.30220918923479545
For test data:
R2 Random forest 0.6640220740753293
R2 Linear regression 0.3014411526758075
    
```

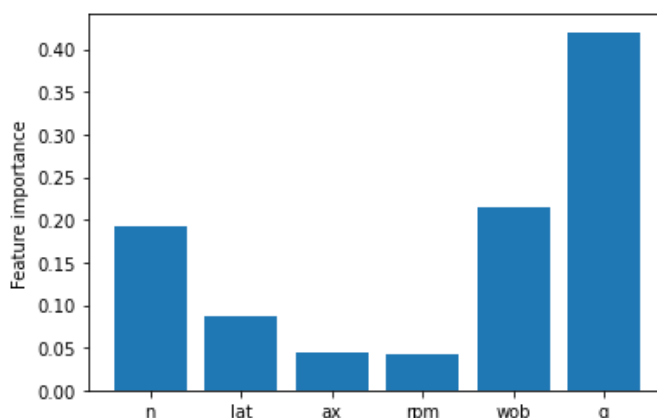


Рис. 4 – применение модели для зависимости скорости проходки от параметров режима бурения и диагностических данных ТМС

Теперь модель описывает убедительные 72% и 66% целевой величины (скорости проходки) на обучающий и тестовых данных, соответственно.

На скорость проходки в данной модели наиболее значимо влияют 3 параметра: расход промывочной жидкости (q), нагрузка на долото (wob) и торсионные вибрации (n).

Метод «случайного леса» позволяет прогнозировать скорость бурения основываясь на диагностических данных, получаемых от забойной телесистемы, а также контролировать соблюдение технических пределов оборудования КНБК. Высокая дискретность данных исследуемого массива событий ухудшает результаты модели, что может быть компенсировано увеличением объема данных для дальнейшего обучения модели – повышения точности прогнозирования следующего интервала бурения.

Проведенные исследования массива событий бурения показал, что наиболее важным фактором снижения скорости проходки являются торсионные вибрации. Их компенсация позволяет снизить риск аварий, увеличить ресурс элементов КНБК и добиться поставленной задачи – увеличения ежедневной проходки строительства скважины.

Технология бурения, основанная на этом методе, заключается в использовании непрерывного потока данных с забоя и датчиков буровой для получения постоянного достоверного прогноза изменения контролируемых параметров. В совокупности с программным обеспечением, ведущим автоматический подбора параметров, получаем оптимальный режим бурения для максимально доступной проходки в текущих геологических и технических условиях,

когда эксплуатационные характеристики оборудования КНБК не превышены, а риски отворота или слома инструмента минимальны.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя, Сборник докладов «Рассохинские чтения 2022» Ухта, 3-4 февраля 2022 года. с.550-554 (РИНЦ)
2. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского КГМ телесистемами с гидравлическим каналом связи, Журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» 2021, № 11(347), Москва.
3. Лукьянов, С.А., New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World pp 133-139.
4. Лукьянов, С.А. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // Журнал «Булатовские чтения», сборник статей 2021. с.335-337, г.Краснодар 2021.
5. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Особенности развития индустрии забойной электроники, Журнал «Бурение и Нефть», 2021, №7 (Июль-Август), Москва
6. Mouhammed Jandal, Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2019).

### ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСНОКАВИТИРУЮЩЕГО БУРЕНИЯ

*М.В. Власов, В.В. Живаева*

*Самарский государственный технический университет, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244,  
[maxvlasov92@mail.ru](mailto:maxvlasov92@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

**Аннотация:** технология гидравлического импульснокавитирующего бурения, представляет собой механизм импульсной и кавитирующей струи, который включает в себя: импульс отрицательного давления изменяет поле потока на забое скважины и снижает прочность породы на разрушение, саморезонирующая кавитирующая струя повышает эффективность разрушения породы. Технология обеспечивает повышение механической скорости проходки за счёт гидравлического генератора импульсной и кавитирующей струи (ГГИКС), который устанавливается над долотом. Технология адаптируется под бурение ротором, систему верхнего привода (СВП), винтовой забойный двигатель (ВЗД) и роторно-управляемую систему (РУС). На скважинах с данной технологией механическая скорость проходки (МСП) возросла более, чем на 25 %, по сравнению со средним показателем.

**Ключевые слова:** механическая скорость проходки, генератор импульсной и кавитирующей струи, эффективность бурения, отрицательное давление, кавитационная эрозия.

Гидравлический генератор импульсно-кавитирующей струи (ГГИКС), сочетающий в себе преимущества импульсного и кавитирующего генератора, создан с целью повышения механической скорости проходки (МСП) при бурении скважин на нефть и газ, а так же, сокращения цикла бурения. Благодаря импульсной струе, образующейся на выходе из насадки долота, кавитационной эрозии и локальному воздействию отрицательного давления, увеличивается эффективность очистки ствола скважины от бурового шлама, а также повышается механическая скорость бурения. Промысловые испытания ГГИКС проводились в Китае в скважинах на суше и в море, полученные результаты демонстрируют, что использование ГГИКС может существенно улучшить МСП при бурении скважин и сократить затраты на бурение [2]. В России данное оборудование никогда не испытывалось и аналогов не имеет.

### Принцип работы ГГИКС

Направляющее устройство расположено в верхней части корпуса, важной структурой направляющего устройства является наклонный проточный канал, который может изменять направление потока и скорость бурового раствора, а так же создавать тангенциальную силу, которая может заставить рабочее колесо непрерывно вращаться с высокой скоростью и генерировать импульс давления. Гидравлический импульс, генерируемый блоком рабочего колеса (крыльчатки), является источником пульсации для резонансной камеры. Камера располагается в нижней части корпуса для усиления пульсирующего сигнала бурового раствора и создания резонанса жидкости. Когда устойчивый буровой раствор проходит, через суженное сечение резонирующей камеры, возникает резонансное колебание давления.

Затем оно отражается и возвращается в камеру. Когда частота пульсирующего давления совпадает с собственной частотой резонирующей камеры, возникает акустический резонанс жидкости и колебания давления в резонирующей камере усиливаются.

Таким образом на выходе образуются интенсивные пульсирующие турбулентные вихревые кольца, а пульсирующее давление воздействует на забой.

На рисунке 1 представлена конструкция ГГИКС [1,2].

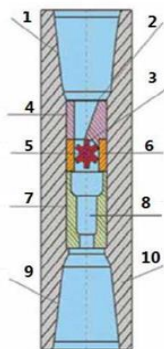


Рисунок 1 - Конструкция ГГИКС, 1 - верхняя соединительная муфта; 2 - эластичная манжета; 3 - рабочее колесо (крыльчатка); 4 - отклоняющее устройство; 5 - вал рабочего колеса; 6 - опора рабочего колеса; 7 - автоколебательная насадка; 8 - полостной резонатор; 9 - нижняя соединительная муфта; 10 - корпус

Ниже представлена принципиальная схема работы ГГИКС на рисунке 2.

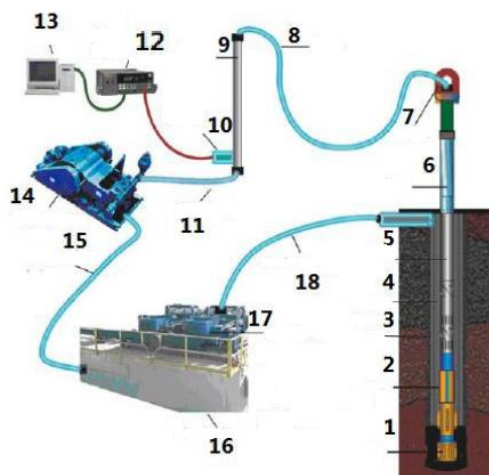


Рисунок 2 - Принципиальная схема работы ГГИКС, 1 - долото; 2 - ГГИКС; 3 - обсадная колонна; 4 - затрубное пространство; 5 - бурильная колонна; 6 - ВБТ; 7 - вертлюг; 8 - буровой рукав; 9 - стояк; 10 - датчик давления; 11 - нагнетательная линия; 12 - система сбора данных; 13 - компьютер; 14 - буровой насос; 15 - всасывающая линия; 16 - циркуляционная емкость; 17 - система очистки; 18 - устьевой желоб

В таблице 1 представлен опыт применения ГГИКС на территории Китая [2].

# БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## Таблица 1 - Опыт применения ГГИКС

Скважина	Интервал, м	КНБК	Порода	Режим бурения	Отбуренный метраж	Время бурения, ч	МС П, м/ч	Применение ГГИКС	Эффективность применения, %
<b>Ротор (ВСП)+ГГИКС</b>									
LHV13-2-1S1	2008-2033	Ф215 mm bit (roller bit)+Ф178 mm Hydraulic pulsed and cavitating jet generator+Ф158 mm DC×1+Ф215 mm STB+Ф158 mm F/V(RING)+Ф158 mm DC×17+Ф158 mm(F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP×11.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=5-15 т; Nрот=40-60 об/мин; Q=25-27 л/с; P=60-90 атм.	25	10	2,50	Да	
LHV13-2-1S1	2418-2469	Ф215 mm bit (roller bit)+Ф158 mm DC×1+Ф215 mm STB+Ф158 mm F/V(RING)+Ф158 mm DC×17+Ф158 mm(F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP×11.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=5-15 т; Nрот=40-60 об/мин; Q=25-27 л/с; P=60-90 атм.	51	33,8	1,51	Нет	65,69
LHV13-2-1S1	2469-2508	Ф215 mm bit (roller bit)+Ф158 mm DC×1+Ф215 mm STB+Ф158 mm F/V(RING)+Ф158 mm DC×17+Ф158 mm(F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP×11.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=5-15 т; Nрот=40-60 об/мин; Q=25-27 л/с; P=60-90 атм.	39	24,3	1,60	Нет	55,77
<b>Ротор (ВСП)+ГГИКС+ВЗД</b>									
CFD18-1N-1	2600-2899	Ф215,9 mm bit (PDC)+Ф178 mm hydraulic pulsed and cavitating jet generator+X-over+Ф177 mm PDM (0.75")+Ф215,9 mm STB+Ф165 mm F/V+Ф165 mm DC×8+Ф165 mm (F/J+JAR)+Ф127 mm HWDP×14+Ф127 mm DP.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=2-5 т; Nрот=80-95 об/мин; Q=25-32 л/с; P=130-160 атм.	299	14,3	20,91	Да	
CFD18-1N-1	2900-3006	Ф215,9 mm bit (PDC)+Ф177 mm PDM (0.75")+Ф215,9 mm STB+Ф165 mm F/V+Ф165 mm DC×8+Ф165 mm (F/J+JAR)+Ф127 mm HWDP×14+Ф127 mm DP.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=2-5 т; Nрот=80-95 об/мин; Q=25-32 л/с; P=130-160 атм.	106	8	13,25	Нет	57,80
<b>Ротор (ВСП)+ГГИКС+РУС</b>									
LHV13-2-1S1	2338-2347	Ф215 mm Bit (PDC)+Ф171 mm Power Driver+Ф171 mm MWD+Ф158 mm NMDC+Ф158 mm DC×9+Ф158 mm (F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP+Ф139 mm DP.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=2-11 т; Nрот=100-125 об/мин; Q=25-30 л/с; P=90-110 атм.	9	4,2	2,14	Нет	32,22
LHV13-2-1S1	2348-2365	Ф215 mm Bit (PDC)+Ф178 mm hydraulic pulsed and cavitating jet generator+X/O+Ф171 mm Power Driver+Ф171 mm MWD+Ф158 mm NMDC+Ф158 mm DC×9+Ф158 mm (F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP+Ф139 mm DP.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=5-12 т; Nрот=100-120 об/мин; Q=28-30 л/с; P=90-110 атм.	17	6	2,83	Да	

LHV13-2-1S1	2366-2418	Ф215 mm Bit (PDC)+Ф171 mm Power Driver+Ф171 mm MWD+Ф158 mm NMDC+Ф158 mm DC×9+Ф158 mm (F/J+JAR)+X/O+Ф139 mm HWDP+Ф139 mm DP.	Глинистый и песчаный конгломерат	G=9-16 т; Nрот=50-80 об/мин; Q=28-30 л/с; P=90-110 атм.	52	40,8	1,27	Нет	122,31
-------------	-----------	---	----------------------------------	---	----	------	------	-----	--------

## Заклучение

На скважине LHV13-2-1S1, с применением ГГИКС+Ротор (СВП), позволило достичь и превысить показатели механической скорости проходки (МСП), в аналогичных горно-геологических условиях, с 1,51 до 2,5 м/ч, повышение эффективности бурения на 65,69 %.

На скважине CFD18-1N-1, с применением ГГИКС+ВЗД+Ротор (СВП), позволило достичь и превысить показатели механической скорости проходки (МСП), в аналогичных горно-геологических условиях, с 13,25 до 20,91 м/ч, повышение эффективности бурения на 57,80 %.

На скважине LHV13-2-1S1, с применением ГГИКС+РУС+Ротор (СВП), в аналогичных горно-геологических условиях, с 1,27 до 2,83 м/ч, повышение эффективности бурения на 122,31 %.

Повышение эффективности режима бурения, за счёт внедрения ГГИКС, показало свою эффективность, на практике.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Hongna Q., Gensheng L., Dongxing J. Mechanisms and Application for Hydraulic Pulsed Cavitating Jet Generator // *Advances in Petroleum Exploration and Development*. 2016. Vol. 12, No. 2. 1-12. doi:10.3968/8953
2. Huaizhong S., Gensheng L., Zhongwei H. Mechanism of hydraulic pulsed and cavitating jet improving rop and application in China offshore drilling // *WJTA-IMCA*. 2013. 1-12.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ПОВЫШЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ  
СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ОБЪЕКТАХ ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»**

*А. С. Дударенко*

*АО «Гипровостокнефть», г. Самара, [Aleksey.Dudarenko@Giprovostokneft.ru](mailto:Aleksey.Dudarenko@Giprovostokneft.ru)*

**АННОТАЦИЯ**

В работе приведены данные о сокращении времени бурения под техническую колонну на объектах ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», связанного с посадками и затяжками бурильного инструмента.

Исследованы образцы породы, отобранные с проблемных интервалов при бурении скважин на Северо-Хоседаюском месторождении. Установлена степень набухания пород. Усовершенствована рецептура бурового раствора, исследована ингибирующая способность обновленных буровых растворов, с учетом данных серий испытаний выбраны оптимальные рецептуры. Выдвинуто предположение о необходимости снижения спуско-подъемных операций (СПО).

Проведены опытно-промышленные работы на скважине №1115 Северо-Хоседаюского месторождения с применением результатов лабораторных испытаний и снижением числа СПО.

В работе приведены: 1 рисунок, 2 таблицы, указан список использованной литературы, состоящий из 17 отечественных и зарубежных источников.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Бурение, строительство скважин, техническая колонна, спуско-подъемные операции, посадки и затяжки бурильного инструмента, буровой раствор, набухание глинистых пород, ингибирующая способность бурового раствора.

**ВВЕДЕНИЕ**

В процессе строительства скважины нередко возникают разнообразные осложнения, сопряженные с неустойчивостью пород, слагающих стенки скважины, некорректным подбором промывочных жидкостей, что влечет за собой снижение скорости проходки, рост стоимости строительства, а в некоторых случаях приводит к ликвидации скважины.

При бурении интервала под техническую колонну на Северо-Хоседаюском месторождении существовала проблема частых посадок и затяжек бурильного инструмента.

Для решения данной проблемы решено было применить комплексный подход, всесторонне объясняющий причины данных проблем. По результатам испытаний лабораторных испытаний, изучения источников

литературы и масштабной аналитической работы предложено использовать комплексный подход, включающий в себя снижение СПО, рационализация рецептуры бурового раствора, контроль за концентрацией ингибиторов в буровом растворе в процессе бурения.

Таким образом, целью научно-технической работы является сокращение посадок и затяжек бурильного инструмента при бурении в интервалах под техническую колонну на объектах ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

### **НАУЧНО - ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

В результате исследования отечественных и зарубежных источников литературы установлено, что причины потери стабильности ствола скважины зачастую связывают с сужением ствола или потерей устойчивости стенок, слагаемых трещиноватыми породами.

При выраженной нестабильности ствола скважины стараются четко определить требуемую плотность бурового раствора, что безусловно является важным аспектом, но не всегда играет определяющую роль. Контролируют фильтрацию бурового раствора для снижения смачивания стенки скважины.

И два последних тезиса близки к тому, что мы предлагаем, а именно: жестко контролировать концентрацию ингибитора и применять сочетания ингибиторов для сохранения устойчивости стенок скважины.

### **ЗАДАЧИ**

Для решения поставленной цели необходимо решить ряд задач.

1. Изучение механизма набухания породы при воздействии технической воды.
2. Испытание взаимодействия бурового раствора с образцами глинистых пород.
3. Разработка и применение рациональных составов буровых растворов для бурения проблемных интервалов с применением комплексных ингибирующих добавок.
4. Проведение опытно-промышленных испытаний на скважине №1115 Северо-Хоседаюского месторождения.

### **ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Проведены лабораторные испытания характеристик набухания грунта. Испытания образцов породы проводили по ГОСТ 24143-80 с применением прибора ПНГ-1. Измельченный образец укладывали в кольцо прибора и утрамбовывали, сверху помещали металлический колпак, на который устанавливали индикатор часового типа для определения значения абсолютной деформации ( $\Delta h$ , мм). На Рисунок 1 представлены результаты испытаний образца глины на деформацию набухания.



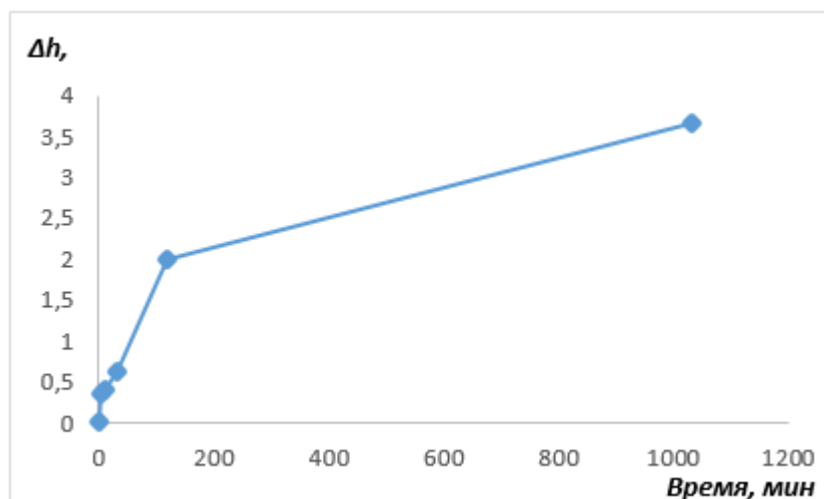


Рисунок 1 Изменение значения абсолютной деформации глины от времени

Из рисунка видно, что за 17 часов произошло набухание образца породы на 3,7 мм. Учитывая, что стенка скважины сообщается с буровым флюидом только одной своей поверхностью в отличие от породы в проведенном нами испытании, то полученный результат необходимо разделить на 2. Таким образом, относительная деформация составляет  $\Delta h = 1,85$  мм. Относительная деформация грунта ( $\epsilon$ ) рассчитывается по формуле:

$$\epsilon = \frac{\Delta h}{h},$$

где  $\Delta h$  – значение абсолютной деформации;

$h$  – высота образца в начальный момент времени.

В результате расчета получаем, что относительная деформация испытанного грунта составила  $\epsilon = 0,07$ , что соответствует слабонабухающим грунтам.

Таблица 1 Классификация глинистых грунтов

Разновидность глинистых грунтов	Относительная деформация, $\epsilon$
Ненабухающий	< 0,04
Слабонабухающий	0,04 – 0,08
Средненабухающий	0,08 – 0,012
Сильнонабухающий	> 0,12

Такая деформация стенки скважины не ведет к значительному сужению стенок скважины, где основным инструментом является регулирование плотности и фильтрации бурового раствора, она приводит к

рыхлому прогидратировавшему слою, который является причиной плохого хождения КНБК.

### **ПОДБОР РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА**

Бурение интервала под техническую колонну на месторождениях ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», производится на полиакриламидном буровом растворе. К данному раствору дополнительно добавлены ингибиторы (метасиликат натрия МСН, сульфированный асфальт PetroAsf, хлорид калия КСl) в различных сочетаниях и концентрациях. Всего было испытано 8 рецептов буровых растворов. Применен метод определения ингибирующей способности. По результатам этих экспериментов выбраны лучшие рецепты

- по значению фильтрации и реологии
- потенциалу ингибирования глин согласно экспериментальным данным.

Две рецептуры с наилучшими параметрами представлены в Таблица 2

Таблица 2 Рецепт борового раствора

Наименование реагента	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	
	Раствор 1	Раствор 2
Каустическая сода	1	1
РАС LV	3	3
РАС HV	3	3
Ксантановая смола (Биополимер)	1,0	1,0
Детергент	2,0	2,0
Микрорамор КМ-10/60/100	80,0	80,0
Полиакриламид	3,0	3,0
Полиакрилат натрия	5,0	5,0
ГКЖ	2,0	2,0
Глитал	3,0	3,0
Полигликоль	10	10
МСН	3	3
Асфальтены	12	12
КСl	-	25

Полученные данные свидетельствуют о том, что сочетание нескольких ингибиторов в составе бурового раствора благоприятнее влияет на

ингибирующие свойства раствора по отношению к глинам. Для проведения опытно-промышленных работ, была выбрана рецептура №1.

### ОПЫТНО - ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ

Опытно-промышленные работы проводились на скважине №1115 Северо-Хоседаюского месторождения. Бурение под техническую колонну проходило в штатном режиме. Во время бурения велся постоянный контроль концентрации ингибиторов. Для поддержания программных параметров раствора выполнялась корректировка рецептуры бурового раствора на протяжении всего интервала с целью подбора соотношения реагентов для достижения высокой стабильности системы раствора.

Достигнутый эффект при проведении ОПР - сокращение сроков строительства интервала и его крепления на 2,9 суток. Строительство интервала и его крепление составило – 13,27 суток при среднем показателе аналогичных скважин – 16,17 суток. Таким образом, удалось сократить время строительства интервала на 18%.

Эффективность применения дополнительных ингибирующих добавок в полиакриламидной системе, подтверждено промышленными испытаниям по следующим критериям:

- стабильность параметров бурового раствора и ствола скважины, низкая наработка бурового раствора коллоидной фазой;
- отсутствии затяжек и посадок при СПО, даже при длительных простоях без циркуляции;
- снижение объемов приготовления и переработки БР.

### ВЫВОДЫ

- Проведены испытания породы с проблемного интервала скважины скважины №1211 Северо-Хоседаюского месторождения. Установлено, что порода относится к слабонабухающим по классификации пород. Таким образом, гидратация стенки скважины не может существенно повлиять на ее диаметр и стать причиной посадок и затяжек бурильного инструмента.
- Проведены лабораторные испытания ингибирующих свойств 8 рецептур буровых растворов в присутствии измельченной породы. Выбраны растворы с наилучшими ингибирующими свойствами.
- На основе полученных данных усовершенствована система бурового раствора для бурения под техническую колонну на Северо-Хоседаюском месторождении.
- Проведены опытно-промышленные испытания В результате которых сокращены сроки строительства интервала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lal, M. Shale Stability: Drilling Fluid/Shale Interaction Study and Shale Strength Correlations / M.Lal, T.Kristiansen, C.Deem at al. // Amoco Report. -1999. - №96348. – P. 96-99.
2. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 254 с.
3. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
4. Грей Дж.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.
5. Живаев, А.А. Васильченко С.В., Меденцев С.В. Определение концентраций акриловых полимеров в буровом растворе. «Нефтяное хозяйство» – №1. – 2013. С. 56-60.
6. Гайдаров А.М., Гереш Г.М., Мясищев В.Е., Хуббатова Ю.М. Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – №2 (39). – 2019. – С. 41-45.
7. OFI Testing Equipment. Ammonia extraction test kit, “Polyplus”. Test kit for the determination and amount of PHPA Polymer in drillings fluids by the Ammonia Extraction Method. – USA, Texas, Houston: OFITE. – 2 p.
8. Городнов, В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра. – 1984. 230 с.
9. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д. К вопросу об устойчивости глинистых пород. – Территория нефтегаз. – №5. – 2014. – С. 22-32.
10. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
11. Паршукова, Л.А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин. С. 222-230.
12. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). М.: Недра, 1985.
13. Крылов В.И., Михайлов Н.Н., Никитин Б.А., Гноевых А.Н. Исследование влияния фильтрационных процессов на состояние околоскважинных зон горизонтальных скважин. Доклад. Всероссийская научная конференция. Фундаментальные проблемы нефти и газа. Т 3. М., 1996.
14. Балаба В.И. Оценка соответствия промывочной жидкости при бурении в глинистых отложениях // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. -2010. - № 3 (260). С. 54-62.
15. Технологический регламент по буровым растворам в группе компаний АО «Зарубежнефть» № РГ О.УСО.06-011 версия 1.00 от 28.06.2016 г.
16. ГОСТ 56946-2016 (ИСО 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания. – Стандартинформ. – 2016. – 54 с.
17. ГОСТ 332213-2014 Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. – М: Стандартинформ. – 2017. – 80 с.

## ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЭМУЛЬГАТОРОВ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА СТАБИЛЬНОСТЬ СИСТЕМЫ

*О.А. Нечаева<sup>1</sup>, В.А. Кузнецова<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», 89879842077, e-mail: [nechaevaoa@gmail.com](mailto:nechaevaoa@gmail.com);*

<sup>2</sup>*магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», 89637758020, e-mail: [boykoviktoria@bk.ru](mailto:boykoviktoria@bk.ru)*

*Самарский государственный технический университет,*

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

**Ключевые слова:** *дисперсионная среда, прямая эмульсия, стабильность, эмульгатор, электрическая стабильность, водоотдача бурового раствора*

Применение классических систем как на водной, так и на углеводородной основе ограничивается рядом факторов и технологических особенностей таких растворов. Буровые растворы на углеводородной основе характеризуются сильной зависимостью реологических параметров от температуры, обладают высокой стоимостью и имеют ограничения в применении. В то же время растворы на водной основе не обладают достаточной ингибирующей и смазывающей способностью, повышают риск осложнений в процессе строительства скважины. Для применения в условиях экологической и экономической целесообразности существует также тип бурового раствора, представленный эмульсией Iго рода типа «масло в воде» (м/в). Такие системы обладают высокой технологической эффективностью, по сравнению с РВО, и экологическими и экономическими преимуществами по сравнению с РУО.

Первоначальное применение таких систем определялось использованием их в условиях АНПД с целью снижения репрессии на пласт в процессе бурения. Однако, подобные системы также характеризуются хорошими гидрофобизирующими и ингибирующими свойствами, низким показателем водоотдачи в пласт и большей экологичностью в сравнении с растворами на углеводородной основе. Подобные характеристики позволяют рассмотреть доработку системы для решения текущих технологических задач в области строительства скважин. Опыт разработки и применения подобных систем отражен в работах, по результатам лабораторных и полевых испытаний представлена рецептура стабильной эмульсии Iго рода, включающая в себя насыщенную хлоридом водную фазу. Для определения возможности применения систем проводятся пилотные тестирования на стабильность системы на основе различных эмульгаторов.

Обзор

Буровой раствор эмульсии Iго рода представляет собой смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей, в которых одна является дисперсионной средой, другая

дисперсной фазой. Однако, без специальных стабилизаторов эмульсий (эмульгаторов) такая система быстро разделяется на фазы. Определение принадлежности эмульсии к 1 (прямые-м/в) или 2 (обратные-в/м) роду определяется не только процентным соотношением углеводородной и водной частей, но и типом эмульгатора, использованным для формирования системы.

Таким образом, возможно получить стабильный эмульсионный раствор, внешняя фаза которой будет представлена водной средой. При правильном подборе эмульгатора раствор может быть стабилен в широком диапазоне У/В соотношения от 95/5 до 50/50, что позволит управлять реологическими характеристиками раствора. Высокие смазывающие и ингибирующие свойства, низкая стоимость и экологичность позволяет конкурировать с традиционными буровыми растворами.

Основные риски при применении подобных систем заключаются в сложности создания стабильной эмульсионной системы, которая не будет разрушаться и разделяться на фазы при воздействии внешних факторов. Отсутствие стабильности эмульсий во времени определяется рядом механизмов, нарушающих структуру - коалесценция, флокуляция, расслоение.

### Лабораторные испытания

Определение стабильности свежего раствора прямой эмульсии может определяться различными лабораторными методами или их комплексом.

Первичный тест на седиментационную устойчивость (устойчивость к расслоению) – тест на цилиндрах: система заливается в герметично закрывающийся цилиндр и помещается в необходимые температурные условия. Далее через интервалы времени визуально определяется стабильность системы, при разрушении эмульсии углеводородная фаза будет проявляться в верхней части цилиндра.

Дополнительным показателем может служить измерение электрической стабильности раствора, показатель для эмульсии типа масло в воде значение должно быть <5 В, в то время как для обратных эмульсий стабильной считается система при значении свыше 500 В.

Также показателем стабильности в условиях высоких температур является однородность фильтрата бурового раствора при ВТВД. Важным и основным преимуществом прямой эмульсии с точки зрения ингибированных систем является то, что в пласт проникает фильтрат бурового раствора, представленный эмульсией, которая оказывает гидрофобизирующее действие на породу.




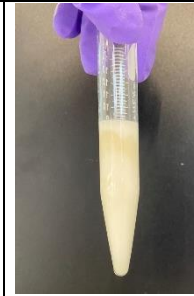
Для исследования были отобраны 4 эмульгатора прямых эмульсий. В качестве водной фазы использовался биополимерный минерализованный раствор плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup> с минерализацией водной фазы 90 кг/м<sup>3</sup>.

Приготовление осуществлялось на верхнеприводной лабораторной мешалке со скоростью от 700 до 2000 об/мин, ввод углеводородной фазы осуществлялся при максимальном перемешивании струей на край воронки.

Задачей было оценить стабильность эмульсий с У/В=20/80 в зависимости от применяемого эмульгатора. Результаты исследований представлены в Таблице 1 и Таблице 2.

Таблица 3

Результаты исследования систем с применением различных эмульгаторов на электростабильность, фильтрацию АНИ, фильтрацию ВТВД

У/В соотношение	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
<b>ES, В</b>	1	5	3	3
	2,8	5,4	8,6	8,3
<b>Фильтрация АНИ, мл/30 мин</b>				
<b>Фильтрация ВТВД, мл/30 мин</b>	10,2	9,6	14,2	13,0

По результатам измерения электрической стабильности все образцы эмульгаторов подтвердили образования эмульсии 1го рода.

Основной отличительной чертой прямых эмульсий является низкая фильтратоотдача. Эмульгаторы Образцы 3 и 4 показали относительно высокое значение данного параметра. Также необходимо отметить однородность и высокое качество фильтрата Образцов 1 и 2.

Фильтрация ВТВД проводилась при температуре 85С и давлении 500 psi. Для всех образцов наблюдалось расслоение фильтрата на две фазы, что свидетельствует о низкой термостабильности полученных систем.

Далее было проведено исследование седиментационной устойчивости растворов методом отстаивания в цилиндрах. По результатам Таблицы 2 в условиях комнатной температуры стабильной в течение 16 часов остались системы, приготовленные на Образцах 1 и 2, при температуре 85С стабильным в течение 16 часов остался только Образец 1.

Таблица 4

Исследование на седиментационную устойчивость систем с применением различных эмульгаторов в условиях комнатной температуры

Время	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
16 часов при комнатной температуре				
	Отслоение - 0% Раствор однородный	Отслоение - 0% Слабое «Разрыхление» раствора	Отслоение - 14% Разрушение структуры раствора	Отслоение -14% Плотный осадок водной фазы
16 часов при 85С				
	Отслоение - 0%	Отслоение - 20%	-	-

Таким образом, в результате исследования определен эмульгатор Образец 1 наиболее отвечает требованиям к эмульгаторам эмульсий типа масло в воде. Но в качестве недостатка отмечаем отсутствие стабильности фильтрата бурового раствора в условия повышенных температуры и давления.

### ВЫВОДЫ

1. Исследовано влияние образцов эмульгатора на стабильность получаемой эмульсии;
2. Проведены испытания, направленные на изучение методов определения стабильности эмульсий Iго рода в лабораторных условиях;
3. Определены характеристики бурового раствора, указывающие на стабильность эмульсии Iго рода;

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из полученных результатов планируется продолжить лабораторные исследования по изучению методов приготовления бурового раствора, представленного эмульсией Iго рода, а также оценить влияние степени минерализации водной фазы на стабильность получаемой системы.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О.А. Кузнецов, Р.О. Кожевников, Е.Я. Мелешко, А.Ф. Рашитов, М.Т. Машаров «Модификации систем буровых растворов на основе прямых эмульсий с применением отечественного эмульгатора Neodirect-emul», /ООО «Химпром», г. Пермь info@himprom-group.ru/, Нефть.Газ.Новации.-2019г-№6-с.36-40.
2. Патент № 2490293, МПК С09К 8/36 (2006.01). Способ приготовления гидрофобного эмульсионного бурового раствора методом инверсии фаз для бурения пологих и горизонтальных скважин: № 2012104952/03: заявл. 13.02.2012: опубликовано 20.08.2013/ Нацепинская А.М., Попов С.Г., Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Гребнева Ф.Н., Хвошин П.А., Окромелидзе Г.В., Ильясов С.Е.
3. Патент № 2698389, МПК С09К8/08 (2006.1). Высокоингибированный безглинистый эмульсионный буровой раствор: № 2018137899: заявл. 26.10.2018: опубликовано 26.08.2019/ Грисюк П.В.
4. Д.В. Евдокимов, М.Е. Коваль, О.А. Фоменко «Оптимизация составов буровых растворов для предотвращения и ликвидации осложнений при бурении», /ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара/, Нефть.Газ.Новации.-2022 г - №1 - с.74-81.

## ГИДРОТРАНСПОРТ И ГИДРОМОНИТОРНЫЙ ЭФФЕКТ

*М.В. Власов, В.В. Живаева*

*Самарский государственный технический университет, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244,  
[maxvlasov92@mail.ru](mailto:maxvlasov92@mail.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

**Аннотация:** изучение процесса промывки скважины является успехом безаварийной работы. Гидротранспорт шлама зависит от многих факторов, которые требуют углубленного изучения. Стоит выделить 2 важных этапа: подбор бурового раствора и режим промывки скважины, которые влияют на скорость транспортировки шлама. Поэтому очистку ствола от шлама можно произвести либо путем увеличения скорости восходящего потока, либо путем уменьшения скорости осаждения частиц, то есть увеличения показателей реологических свойств. Вопрос связанный с гидромониторным эффектом остается открытым, реализация его зависит в основном от скорости истечения из насадок долота и производительности буровых насосов, чем выше скорость в насадках тем эффективнее работает гидромонитор, соответственно забойная зона КНБК очищается лучше от обломков породы, что позволяет долоту и винтовому забойному двигателю работать высокоэффективно.

**Ключевые слова:** гидротранспорт, буровой раствор, гидромонитор, сила удара струи, гидравлическая мощность.

Технологический процесс промывки скважин является одним из наиболее важных процессов бурения. Успешная, безаварийная проводка скважин определяется прежде всего степенью совершенства процесса промывки. Только

хорошие технологические свойства буровых растворов и совершенная технология промывки в сочетании с современными долотами и оборудованием позволяет достичь наивысших технико-экономических показателей при проходке скважин. В практике бурения технологический процесс промывки скважин постоянно совершенствуется. Во многих районах мира можно увеличить скорость бурения скважин на 25-50 % только за счёт применения прогрессивной технологии промывки. Никакие долота и забойные двигатели не в состоянии эффективно работать, если применяется отсталая технология промывки скважин. Использованию этого мощного резерва в отечественном бурении будет способствовать обобщение лучшего мирового опыта [3].

### Гидротранспорт

Очистка ствола скважины от шлама является одной из основных функций промывочной жидкости. Выбуренная и осыпавшаяся порода должна выноситься буровым раствором на поверхность. Отсутствие эффективной очистки ствола скважины может привести к развитию серьезных осложнений, в том числе к прихватам инструмента, чрезмерным затяжкам и посадкам, сальникообразованию, потере циркуляции, чрезмерной вязкости и СНС раствора, неудовлетворительному качеству крепления скважин, недостаточной скорости проходки.

Транспортировка шлама зависит от нескольких взаимосвязанных параметров. В таблице 1, представлены параметры влияющие на эффективность очистки ствола скважины [12].

**Таблица 1**

**Параметры влияющие на эффективность очистки ствола скважины**

	Параметр	Извлечённый параметр
1	Профиль и геометрия скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Угол наклона (зенитный) и точки кривления</li> <li>• Диаметры обсадных колонн, ствола скважины и БТ</li> <li>• Эксцентриситет бурильной колонны</li> </ul>
2	Характеристики шлама и шламовых дюн	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Относительная плотность</li> <li>• Степень дисперсности и форма частиц</li> <li>• Способность вступать в реакции с буровым раствором</li> <li>• Свойства бурового раствора</li> </ul>
3	Гидродинамические характеристики	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Скорость восходящего потока</li> <li>• Профиль скорости восходящего потока</li> <li>• Режим течения</li> </ul>
4	Свойства бурового раствора	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Плотность бурового раствора</li> <li>• Вязкость, особенно при низких скоростях сдвига</li> <li>• СНС бурового раствора</li> <li>• Ингибированность</li> </ul>
5	Режим бурения	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Тип долота</li> <li>• Скорость проходки</li> <li>• Депрессия / репрессия</li> <li>• Вращение бурильной колонны</li> </ul>

В процессе очистки скважины от шлама необходимо преодолевать воздействие сил тяжести, приложенных к частицам шлама в периоды как динамического, так и статического состояния.

Существуют три основных механизма осаждения: свободное, стесненное и осаждение с эффектом Бойкотта. Первые два случая относятся к вертикальным скважинам, а в наклонно-направленных скважинах могут присутствовать все три.

**Свободное осаждение** наблюдается, когда одна частица опускается в жидкости без помех со стороны других частиц или стенок сосуда.

**Стесненное осаждение** является более реалистичным режимом осаждения применительно к субвертикальным и субгоризонтальным участкам, в особенности в скважинах малого диаметра, где наблюдаются большие концентрации бурового шлама при высоких скоростях проходки.

**Осаждение с эффектом Бойкотта** - это режим ускоренного осаждения, который может наблюдаться в наклонных стволах и назван в честь доктора А.Е. Бойкотта, который первым сообщил о том, что осаждение частиц в наклонно установленных пробирках происходит в 3-5 раз быстрее, чем в вертикальных [10,12]. Эффект Бойкотта является следствием быстрого осаждения частиц на участках, примыкающих к верхней и нижней стенкам наклонно-направленных скважин.

Основные режимы осаждения представлены на рисунке 1, на примере использования демонстрационного устройства «Zag», который представляет собой три прозрачных трубы, соединённых коленами под углом 135°. Жидкость в трубе «Zag» - это слегка загущенная пресная вода, а в роли частиц бурового шлама используются алюминиевые хлопья (блестки) [12].

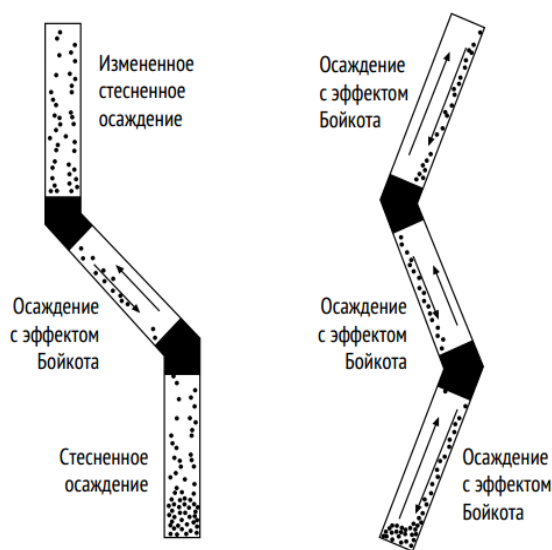


Рисунок 1 - Основные режимы осаждения

Транспортировка шлама очень сложная проблема, которую активно исследовали в течение последних 30-40 лет [14].

Транспортировка шлама - процесс системный, но приведённые ниже положения могут прояснить механизм этого процесса:

1) вынос шлама можно обеспечить при промывке водой, если скорость восходящего потока достаточно велика. Это свидетельствует о том, что для

транспортировки шлама жидкость не обязательно должна иметь динамическое напряжение сдвига, отличное от нуля;

2) обычный метод определения динамического напряжения сдвига у жидкостей, для которых характерно сдвиговое разжижение, может привести к ошибочным результатам;

3) большинство исследователей утверждает, что при турбулентном режиме течения вынос шлама улучшается. Одно из возможных объяснений этого явления заключается в том, что профиль скоростей при турбулентном режиме более плоский, чем при ламинарном режиме течения и частицы породы поднимаются в виде скопления частиц. Однако вследствие опасности размыва стенок скважины стараются избежать турбулентного режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве;

4) благодаря способности к сдвиговому разжижению растворы полимеров даже при ламинарном режиме течения имеют плоский профиль скоростей. Чем сильнее поведение таких растворов отличается от поведения ньютоновских жидкостей, тем более плоским становится профиль скоростей.

При изучении нормативно-технической документации недропользователей можно ознакомиться с различными скоростями восходящего потока, одни устанавливают скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, не менее 0,75 м/с для минимальной очистки и 1 м/с для оптимальной очистки ствола скважины [6], другие скорость потока в затрубном пространстве (как общий критерий) не менее 1,2 м/с [13]. При углубленном изучении гидротранспорта можно встретить огромное количество скоростей восходящего потока, практика бурения за рубежом показывает, что в большинстве случаев скважины очищаются от шлама удовлетворительно при скорости восходящего потока бурового раствора, 0,3 м/с и даже меньше, если режимы течения раствора и осаждения частиц шлама ламинарные [3]. Необходимую для транспортирования шлама к устью скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве принимают исходя из опыта бурения в данном районе. В большинстве случаев рекомендуется принимать скорость восходящего потока 0,4-0,6 м/с. При промывке утяжеленными растворами стремятся использовать нижний предел, а при применении неутяжелённых маловязких растворов верхний предел. В интервале неустойчивых глин иногда скорость потока в кольцевом пространстве увеличивается до 1,2 м/с. Допускается кратковременное уменьшение до 0,2-0,3 м/с [3]. С расчётом транспортировки шлама можно ознакомиться в работах [2,3,4,9].

### Гидромониторный эффект

Очевидно, что с увеличением производительности промывки размыв забоя высокоскоростным потоком будет интенсифицироваться, а скорость бурения должна возрастать, но при этом возникают отрицательные эффекты: дифференциальное давление на забой повышается в основном вследствие роста потерь напора в кольцевом пространстве, интенсифицируется процесс размыва стенок скважины восходящим потоком, растут энергетические затраты. Следовательно, при выборе режима промывки скважин в каждом конкретном случае необходимо добиваться высоких скоростей бурения при минимальных затратах на сооружение скважины.

За рубежом наиболее типичным является следующий подход к выбору режима промывки скважин:

- 1) гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте, должна составлять не менее 65 % мощности буровых насосов;
- 2) дифференциальное давление на забое должно быть низким;
- 3) гидравлическая мощность насосов должна использоваться, как можно полнее;
- 4) скорость истечения раствора из насадок должна быть высокой.

Гидравлическая мощность срабатываемая на долоте, скорость истечения раствора из насадок долота, дифференциальное давление на забое являются основными показателями промывки, определяющими механическую скорость.

Реализация гидромониторного эффекта струй, выходящих из насадок долота с высокой скоростью, позволяет увеличить скорость бурения и проходку на долото в мягких породах в 2-3 раза. Очевидно, чем выше скорость струй, тем эффективнее работает гидромонитор. В США, Канаде и ряде других стран скорость истечения из насадок доводят до 80-100 м/с, при этом скорость проходки интервала мягких и средних глин увеличивается в среднем в 2,5-3 раза. В более твёрдых сланцах скорость проходки за счёт применения гидромониторных долот увеличиваются в среднем в 1,5 раза. Высокие скорости истечения из насадок позволяют в полном мере использовать гидромониторный эффект, а низкие скорости циркуляции в кольцевом пространстве способствуют снижению гидродинамической составляющей давления на забой, уменьшению эрозионного разрушения ствола. В любом случае скорость восходящего потока должна быть достаточной для очистки скважины от шлама.

Чем большая часть давления затрачивается на долоте, тем выше скорость струи, чем лучше очистка забоя и таким образом, достигается максимальный гидромониторный эффект [3].

В таблице 2 представлены общие указания по выбору скорости в насадках [2].

**Таблица 2**

### Общие указания по выбору скорости в насадках

	Характеристика породы	Скорость в насадках м/с
1	Крепкая устойчивая	116-137
2	Средней крепости	104-116
3	Трещиноватая, нарушенная, залегающая наклонно или валуноподобная	95-104
4	Мягкая, вязкая, липкая (слабоустойчивая)	98-122
5	Мягкая, налипающая, вязкая	88-98

Если полученное исходя из резерва давления значение истечения из насадок долота  $v \geq 80$  м/с, то это означает, что рассматриваемый интервал можно бурить с использованием гидромониторных долот. Если для данного долота  $v < 80$  м/с, то следует сделать вывод о том, что бурение данного интервала с использованием гидромониторного эффекта невозможно [9]. Диаметр насадок гидромониторных долот должен выбираться из расчёта получения скорости истечения струи не менее 80 м/с для всех способов бурения [5]. Должны применяться насадки в долотах только оптимального внутреннего выходного сечения. В таблице 3 представлены известные диаметры насадок долота [7,8,11].

Диаметры насадок

Производитель	Насадка		Производитель	Насадка		Производитель	Насадка	
	мм	in		мм	in		мм	in
Smith Bits Schlumberger Company	5,6	7/32"	ООО НПП «БУРИНТЕХ»	5,6	7/32"	ООО «Варел НТС»	7,1	9/32"
	6,4	8/32"		6,4	8/32"		7,9	10/32"
	7,1	9/32"		7,1	9/32"		8,7	11/32"
	7,9	10/32"		7,9	10/32"		9,5	12/32"
	8,7	11/32"		9,5	12/32"		10,3	13/32"
	9,5	12/32"		11,1	14/32"		11,1	14/32"
	10,3	13/32"		12,7	16/32"		11,9	15/32"
	11,1	14/32"		14,3	18/32"		12,7	16/32"
	11,9	15/32"		15,9	20/32"		13,5	17/32"
	12,7	16/32"		17,5	22/32"		14,3	18/32"
	13,5	17/32"		19,1	24/32"		15,1	19/32"
	14,3	18/32"					15,9	20/32"
	15,1	19/32"					16,7	21/32"
	15,9	20/32"					17,5	22/32"
	16,7	21/32"						
	17,5	22/32"						
	18,3	23/32"						
	19,1	24/32"						

Оптимизация гидравлики бурения требует учёта четырех факторов: расход бурового раствора, гидравлической мощности, перепада давления на долоте и скорости истечения струи из насадок долота. Существует ряд общепринятых правил, применяемых для оптимизации этих параметров [1].

**Правило 1:** поддерживать расход бурового раствора в диапазоне от 0,0447 до 0,0894 м<sup>3</sup>/мин на 0,01 м диаметра долота.

**Правило 2:** поддерживать гидравлическую мощность в диапазоне от 0,3875 до 0,775 лошадиных сил на квадратный сантиметр диаметра долота (2,5-5 лошадиных сил на квадратный дюйм).

**Правило 3:** закладываете в расчёт гидравлики перепад давления на долоте в диапазоне 50–65 %.

**Правило 4:** поддерживайте скорость истечения бурового раствора из насадок долота в диапазоне от 106,7 до 137,2 м/с.

Анализ опубликованных лабораторных и промысловых данных показывает, что при бурении более мягких пород с высокими механическими скоростями проходки силу удара струи и формирование асимметричных струй следует свести к минимуму. Но если породы твердые, то, по возможности, гидравлическую мощность следует увеличить до максимума. Обширные промысловые и полномасштабные

научные исследования показывают, что самой высокой эффективности долота достигают, когда они сами и забой скважины очищены от шлама [1].

Потери давления в насадках долота непосредственно связаны с 2 популярными гидравлическими теориями:

- 1) теория ударной силы;
- 2) теория гидравлической мощности.

В теории ударной силы подразумевается, что гидравлика всей системы бурового раствора является оптимальной, когда потери на долоте составляют 48 % общего падения давления в системе.

В теории гидравлической мощности принято, что оптимум гидравлической системы достигается тогда, когда на долоте теряется 65 % общего падения давления в системе.

В обеих теориях в этом случае используется условие ограниченного давления на поверхности [2].

На рисунке 2 представлена сила удара струи и гидравлическая мощность [1].

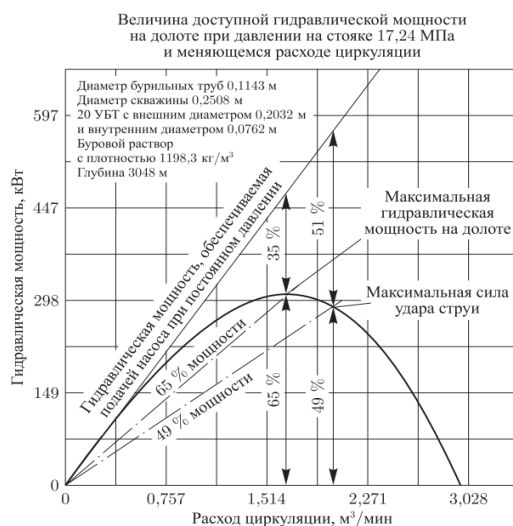


Рисунок 2 - Сила удара струи и гидравлическая мощность

С расчётом гидравлики долота можно ознакомиться в работах [2,3,9].

### Заключение

Для эффективного гидротранспорта необходимо поддерживать скорость восходящего потока не менее 1 м/с, для получения гидромониторного эффекта требуется скорость истечения из насадок долота не менее 80 м/с. Чем выше скорость в насадках, тем эффективнее работает гидромониторный эффект.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Бриджес К.Л. Руководство для супервайзера по буровым растворам и их использованию / К.Л. Бриджес. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. - 422 с.
2. Булатов А.И. Учебник по буровым растворам для инженеров часть 2 / А.И. Булатов. - М.: Ми Дриллинг Флюидз, 1991. - 442 с.
3. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. - 301 с.
4. Бывальд Э.М., Рязанов Р.Н., Говзич А.Н. Эффективное бурение / Э.М. Бывальд, Р.Н. Рязанов, А.Н. Говзич. - М.: ИП Лысенко А.Д., 2019. - 270 с.
5. Единые технические правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях НАОП 1.1.21-1.18-82 (НПАОП 11.2-1.18-82). - 3 изд. - СССР: Министерство нефтяной промышленности министерство газовой промышленности, 1982. - 42 с.
6. Инженерно-технологическое сопровождение буровых растворов. - М.: ПАО «НК «Роснефть», 2021. - 50 с.
7. Каталог породоразрушающего инструмента. - Уфа: ООО НПП «БУРИНТЕХ», 2023. - 24 с.
8. Каталог продукции. - Курган: ООО «Варел НТС», 2021. - 21 с.
9. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - М.: Недра, 1987. - 304 с.
10. Митчелл Д.К. Безаварийное бурение / Д.К. Митчелл. - Техас: Дрилберт Инжиниринг, 2001. - 287 с.
11. Общая площадь потока в зависимости от стандартных насадок. - Техас: Смит Битс, 2012. - 1 с.
12. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. - 2.1 изд. - Техас: Ми Свако, 2009. - 992 с.
13. Требования к безаварийному ведению буровых работ на месторождениях, подведомственных ОАО «Газпром нефть». - 1 изд. - СПб.: ОАО «Газпром нефть», 2013. - 66 с.
14. Учебник инженера по бурению горизонтальных скважин. - Техас: 2011. - 333 с.

**УДК 622.24**

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЧЕТА ВРЕМЕНИ РАБОТЫ  
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАШИННОГО  
ОБУЧЕНИЯ**

*Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*email: [durymanov.nik@mail.ru](mailto:durymanov.nik@mail.ru)*

В данной статье разбираются современные тенденции в области автоматизации учета времени работы бурильных труб с использованием машинного



обучения в нефтегазовом деле. Введение современных технологий и методов машинного обучения в этот процесс демонстрирует огромный потенциал для оптимизации бурения скважин, снижения операционных расходов и повышения безопасности на месте работы. В статье описывается текущее состояние исследований в этой области, анализирует существующие методы учета времени работы бурильных труб и их недостатки, а также представляет подходы к автоматизации и описывает методологию и алгоритмы машинного обучения.

**Ключевые слова:** автоматизация, бурильные трубы, машинное обучение, учет времени работы.

В настоящее время нефтегазовая промышленность играет ключевую роль в мировой экономике, обеспечивая энергией и сырьем множество отраслей и регионов. Однако это отрасль, которая сталкивается с постоянными вызовами, связанными с нестабильными ценами на энергоносители, растущими требованиями к экологической устойчивости и постоянной необходимостью оптимизации операций для повышения эффективности добычи [8]. Одним из критических аспектов в нефтегазовой промышленности является бурение скважин, и точнее, работа бурильных труб. Учет времени работы бурильных труб — это ключевой элемент в оптимизации процессов бурения. Неэффективное управление и контроль за этими операциями может привести к существенным финансовым потерям, а также увеличению риска аварий и срывов сроков [3]. С учетом современных тенденций к автоматизации и использованию данных для принятия управленческих решений, использование машинного обучения для автоматизации процесса учета времени работы бурильных труб представляет собой важное направление в развитии нефтегазовой промышленности. Основываясь на вышеизложенных аргументах, цель данной статьи - предоставить обзор современных методов и подходов к автоматизации учета времени работы бурильных труб с использованием машинного обучения и доказать, что такие решения не только актуальны, но и являются неотъемлемой частью стратегии повышения эффективности и безопасности в нефтегазовой промышленности.

Введение автоматизированных систем учета времени работы бурильных труб становится все более необходимым в нефтегазовой промышленности, учитывая сложность и важность этого процесса. Ниже представлены существующие методы учета времени работы бурильных труб и выявим их недостатки:

1. Ручной учет: один из самых распространенных методов, где операторы вручную записывают информацию о времени работы бурильных труб. Этот метод подвержен человеческим ошибкам и может быть неэффективным для более сложных операций бурения. Кроме того, он требует большого количества времени и ресурсов.

2. Использование журналов: некоторые компании используют журналы, чтобы фиксировать время работы бурильных труб. Этот метод также не лишен недостатков, так как журналы могут быть утеряны, записи могут быть нечеткими, и доступ к данным может быть ограничен.

3. Использование IoT-устройств: недавние технологические разработки позволили внедрить интернет вещей (IoT) для учета времени работы бурильных труб. Однако этот метод может быть дорогим во внедрении и требовать постоянного обслуживания.

4. Использование GPS и геолокации: некоторые системы учета опираются на GPS и геолокацию для определения местоположения и времени работы бурильных труб. Это может быть эффективным методом, но он ограничен в тех местах, где доступен сигнал GPS.

5. Анализ вибраций и давления: некоторые буровые установки оборудованы сенсорами для анализа вибраций и давления. Эти данные могут быть использованы для определения времени работы бурильных труб, но такие системы могут быть дорогими и сложными в установке и обслуживании.

Недостатками существующих методов учета времени работы бурильных труб являются:

- Необходимость ручной работы, что подвержено человеческим ошибкам и требует большого объема труда;
- Ограниченная точность и надежность данных, особенно в условиях высокой нагрузки;
- Высокие затраты на оборудование и обслуживание;
- Ограниченная географическая область применения в некоторых случаях;
- Недостаточная интеграция данных для анализа и оптимизации процесса бурения.

Автоматизация учета времени работы бурильных труб с применением машинного обучения представляет собой перспективное направление в развитии нефтегазовой промышленности. Ниже приведены основные подходы к автоматизации этого процесса с использованием методов машинного обучения [2]:

1. Анализ данных о вибрациях и давлении: многие современные буровые установки оснащены сенсорами, которые регистрируют вибрации и давление при бурении. Машинное обучение может быть использовано для анализа этих данных и определения времени работы бурильных труб. Алгоритмы классификации могут отличать характеристики бурильных труб в зависимости от их состояния и степени износа.

2. Использование компьютерного зрения: камеры и видеосистемы могут быть установлены на буровых установках для мониторинга процесса бурения. С помощью алгоритмов компьютерного зрения и нейронных сетей можно анализировать визуальные данные и определять, когда бурильные трубы вставлены, извлечены или меняются.

3. Сбор и анализ данных с буровых инструментов: буровые инструменты также могут быть оснащены сенсорами для сбора данных о времени работы. Машинное обучение может анализировать эти данные, определять интервалы работы бурильных труб и автоматически формировать отчеты.

4. Использование данных GPS и геолокации: для мобильных буровых установок данные о местоположении могут быть собраны с помощью GPS. Модели машинного обучения могут использоваться для определения моментов, когда бурильные трубы находятся внутри скважины и выполняют работу.

5. Прогнозирование на основе исторических данных: сбор и анализ большого объема исторических данных о времени работы бурильных труб позволяет создать модели прогнозирования с использованием машинного обучения. Эти модели могут

предсказывать оптимальные временные интервалы для замены бурильных труб и оптимизировать процесс бурения.

б. Обработка данных с датчиков на бурильной установке: датчики на буровой установке могут предоставлять информацию о состоянии и производительности оборудования. Модели машинного обучения могут анализировать эти данные для выявления неисправностей и предсказания времени работы бурильных труб.

Эти подходы предоставляют разнообразные способы автоматизации учета времени работы бурильных труб в нефтегазовой промышленности, что способствует повышению эффективности, безопасности и надежности бурения. Выбор конкретного подхода зависит от типа буровой установки, условий работы и требований конкретного проекта.

Выбор подходов и алгоритмов машинного обучения в автоматизации учета времени работы бурильных труб зависит от характеристик данных, доступных ресурсов и конкретных задач. Методология разработки такой системы начинается с сбора данных, включающего информацию о вибрациях, давлении, геолокации и состоянии бурового оборудования, которая помогает определить время работы труб. Данные подвергаются предобработке, включая очистку от шума и масштабирование, для подготовки к анализу. Затем определяются признаки для использования в модели, которая выбирается в зависимости от характеристик данных и задачи. Модель обучается на предварительно обработанных данных, изучая зависимости между признаками и временем работы труб. После обучения модель оценивается с использованием отдельного набора данных для оценки ее точности и надежности.

Среди типичных алгоритмов машинного обучения, используемых в данной области, можно выделить логистическую регрессию, которая предсказывает вероятность принадлежности объекта к определенному классу, и случайный лес, который строит множество деревьев решений и усредняет их прогнозы для обеспечения стабильности и точности предсказаний. Градиентный бустинг также широко используется, поскольку он позволяет строить ансамбль деревьев решений последовательно, корректируя ошибки предыдущих моделей. Нейронные сети, включая глубокое обучение, применяются для анализа сложных и многомерных данных, таких как сигналы с датчиков и данные о вибрациях, что позволяет извлекать сложные зависимости [5].

Выбор конкретных алгоритмов зависит от характеристик задачи и доступных данных, при этом эффективная методология и правильно выбранные методы машинного обучения обеспечивают точное и надежное учет времени работы бурильных труб в нефтегазовой промышленности.

Внедрение автоматизированных систем учета времени работы бурильных труб с использованием машинного обучения представляет собой важный этап в современной нефтегазовой промышленности. Этот процесс начинается с тщательного исследования текущих процессов бурения и методов учета времени работы труб. Далее следует этап сбора и подготовки данных. Для обучения и тестирования системы необходимо создать исторические базы данных, содержащие информацию о времени работы бурильных труб, включая дату, время, параметры бурения, состояние оборудования и другие сведения. На этапе выбора и разработки моделей машинного обучения на основе собранных данных выбираются наиболее подходящие алгоритмы, такие как случайный лес, градиентный бустинг или нейронные сети. Модели обучаются на предварительно обработанных данных, а затем подвергаются тестированию на реальных данных для оценки их точности и

надежности. После успешного тестирования система внедряется на буровых установках, и персонал обучается работе с ней. Важной частью процесса является интеграция системы с существующими бурениями и мониторинговыми системами. Следующим шагом является постоянный мониторинг и обслуживание системы. Регулярная проверка данных и моделей позволяет выявлять и устранять возможные проблемы, такие как сбои в оборудовании или изменения в условиях бурения. В результате внедрения автоматизированной системы учета времени работы бурильных труб достигаются значительные выгоды, включая увеличение точности и надежности учета времени работы, оптимизацию процесса бурения, снижение износа оборудования, улучшение планирования технического обслуживания и снижение операционных расходов. Этот практический опыт подчеркивает важность и потенциал автоматизации учета времени работы бурильных труб с использованием машинного обучения для нефтегазовой промышленности, способствуя улучшению производительности и безопасности бурения.

Автоматизация учета времени работы бурильных труб с использованием машинного обучения обладает высокой практической значимостью в нефтегазовой промышленности, сокращая операционные расходы, повышая производительность, обеспечивая безопасность на месте работы, оптимизируя использование ресурсов, улучшая экономическую эффективность и поддерживая технический прогресс.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Антамошкин О. А., Кукарцев В. В. Модели и методы формирования надежных структур информационных систем обработки информации // Информационные технологии и математическое моделирование в экономике, технике, экологии, образовании, педагогике и торговле. – 2014. – №. 7. – С. 51-94.
2. Астапова, Р.Л. Автоматизация подбора параметров машинного обучения и обучение модели машинного обучения / Р.Л. Астапова, Р.М. Мухамадеева // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2021. – Т. 73, № 5-2. – С. 34-37.
3. Гнибидин В.Н., Подъячев А.А., «Оценка степени влияния интеграции RFID-метки на прочностные характеристики и работоспособность замковых соединений бурильных труб», Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 2(338). С. 25–34.
4. ГОСТ 32696— 2014. Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности: дата введения 2016-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 86 с.
5. Казанцев, Т. Искусственный интеллект и Машинное обучение. Основы программирования на Python / Т. Казанцев. – ЛитРес : Самиздат, 2020. – 123 с. – ISBN 978-5-532-04002-1.
6. Кукарцева, О. И. Важность обработки больших данных / О. И. Кукарцева, Е. А. Корнеева, В. В. Храмков // Актуальные проблемы авиации и космонавтики . – Красноярск : Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М.Ф. Решетнева" (Красноярск), 2022. – С. 208-209.
7. «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации. ПАО «ТМК», ООО «НИИнефтетрубы», Самара, 2019

8. Яртиеv, А. Ф. Анализ вариантов развития нефтяной отрасли по данным энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 года / А. Ф. Яртиеv // Сборник научных трудов ТАТНИПИНЕФТЬ. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (Москва), 2011. – С. 397-404.

УДК 622.24.062: 622.24.063.2

## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ РАСТВОРИМЫХ МИКРОКОЛЬМАТАНТОВ

*П.Ю. Спиридонов<sup>1,2</sup>, В.В. Живаева<sup>1</sup>*

*<sup>1</sup> канд. техн. наук, ФГБОУ ВО «СамГТУ», <sup>2</sup> СамараНИПИнефть  
Самара, Россия*

*E-mail: [SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru](mailto:SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru)*

**Аннотация.** В настоящее время остаётся открытым вопрос поддержания устойчивости горных пород для уменьшения рисков во время бурения, приводящих к ухудшению хода строительства скважин и как следствие увеличение стоимости. Один из способов поддержания устойчивости горных пород, применение микрокольматантов в буровом растворе. В статье рассматривается эффективность работы растворимых микрокольматантов при различной температуре.

**Ключевые слова:** микрокольматант, асфальтен, буровой раствор, РВО, асфальт, неустойчивые горные породы, аргиллиты, растворимость, фильтрация НТНД, фильтрация ВТВД.

Original article

## THE EFFECT OF TEMPERATURE ON THE EFFICIENCY OF SOLUBLE MICROCOLMATANTS

**P.Yu. Spiridonov<sup>1,2</sup>, V.V. Zhivaeva<sup>1</sup> Candidate of Technical Sciences**

*1 Samara State Technical University, Samara, Russia*

*2 samaranipineft, Samara, Russia*

*[SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru](mailto:SpiridonovPYu@samnipi.rosneft.ru), [bngssamgtu@mail.ru](mailto:bngssamgtu@mail.ru),*

**Annotation.** Currently, the issue of maintaining the stability of rocks remains open to reduce risks during drilling, leading to a deterioration in the course of well construction and, as a consequence, an increase in cost. One of the ways to maintain the stability of rocks is the use of micro-colmatants in drilling mud. The article discusses the efficiency of soluble microcolmatants at different temperatures.

**Keywords:** microcolmatant, asphalt, drilling mud, VO, asphalt, unstable rocks, mudstones, solubility, НТНР filtration, LTLP filtration.

Бурение скважин в нефтегазовой промышленности достаточно сложный процесс, порой его можно назвать недетерминированным, который может сопровождаться различными факторами, влияющими на технологические аспекты хода строительства скважин. Это могут быть различные поломки устьевого и скважинного оборудования, геологические осложнения, возникающие при всем процессе бурения. На момент 2023 года технологии в нефтегазовой отрасли далеко продвинулись и продолжают развиваться, способствуя безаварийному бурению, однако, осложнений при бурении скважин не удастся избежать полностью, что приводит к повышенным экономическим затратам.

Одним из серьезнейших и частых осложнений является изменение целостности стенок скважин. Разрушение стенок скважины может быть вызвано нарушением технологии бурения, неверно подобранным или недостаточно эффективным технологическим решением. Во многих регионах нашей страны встречаются геологические разрезы, где нельзя полностью избежать нарушения целостности стенок скважины, но можно свести к минимуму их разрушение. Как правило, процессу разрушения подвержены самые мягкие, мягкие, пластичные горные породы или породы которые предрасположены, изменять свое сцементированное состояние под влиянием различных воздействий при бурении. Огромное негативное влияние оказывает выделяемый фильтрат бурового раствора, проникающий в данные горные породы. Фильтрат размягчает горные породы или проникает в микротрещины пород, провоцируя их обрушение.

Обрушение горных пород может привести к прихватам бурильного инструмента, затруднению спускоподъемных операций, вплоть до полной потери подвижности. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении, поскольку в зоне каверны увеличиваются стрела прогиба и напряжение изгиба. Сужение ствола скважины и обваливание породы приводят к росту давления в нагнетательной линии насосов при промывке, так как увеличивается гидравлическое сопротивление в местах сужений. Во избежание этих осложнений рекомендуется использовать буровые растворы с небольшой водоотдачей и такого состава, чтобы их фильтрат не вызывал существенного уменьшения прочности и устойчивости пород.

Существуют виды буровых растворов с минимальным использованием воды при их приготовлении, и соответственно с минимальным значением фильтрации, на углеводородной, синтетической основе. Применение таких растворов пока что достаточно дорогостоящее и требует иной технологии приготовления, поэтому они не применяются повсеместно. Для растворов на водной основе существуют различные химические добавки (кольматанты, ингибиторы, инкапсуляторы и т.д.), способные снизить фильтрацию бурового раствора и уменьшить негативное влияние на горные породы на физико-химическом уровне.

В текущей, достаточно непростой, экономической ситуации отрасль сталкивается с периодическими сложностями. В частности, по существенному повышению цен на ряд реагентов, или отсутствие химических реагентов должного качества на рынке, что может снизить эффективность бурения скважин. В силу данных обстоятельств остается актуальным вопрос необходимости наращивать мощности по производству своих технологий или методов контроля различных

продуктов, в частности направленных на поддержание устойчивости стенок скважины.

Весомым влиянием на снижение фильтрации при низком давлении и температуре, а также при высоком давлении и температуре обладают микрокольматанты [1]. Данные химические реагенты способны эффективно кольматировать стенки скважин, внедряясь в поры и микротрещины, где другие реагенты могут быть неэффективны. В данной статье рассмотрим растворимые или частично растворимые микрокольматанты группы асфальты, асфальтены. Растворимость данных реагентов достигается за счет их специальной обработки – сульфирования. Степень сульфирования может быть различной, что в свою очередь влияет на значение растворимости. На данный момент нет четкого ответа, какие параметры и их значения, данных микрокольматантов, приводят к наибольшей эффективности в определенных скважинных условиях, и является ли растворимость ключевым параметром [1].

Рассмотрим подробнее растворимые микрокольматанты. Способность иметь некую растворимость помогает микрокольматантам создавать барьер на стенках скважин, временно укреплять их и недопускать обрушения горных пород. Так же это может повышать способность к ингибированию бурового раствора (в данной статье рассматриваться не будет). Растворимость нужна для изменения формы и размера частиц, а так же агрегатного состояния для эффективной работы, так как большинство микрокольматантов имеют достаточно большие размеры частиц в своем первоначальном товарном виде. В среднем для большинства микрокольматантов группы асфальтены частицы размером более 40 мкм составляют более 10-20% от общего количества. Размер микротрещин в обвалоопасных горных породах меньше (по некоторым источникам менее 10 мкм) и может изменяться в результате изменения горного давления, напряженного состояния горной породы при определенном угле вскрытия. Поэтому растворимость микрокольматантов изменяет их форму, размер и увеличивает адгезионные свойства, что приводит к способности кольматировать как проницаемые, так и непроницаемые, но трещиноватые горные породы, такие как аргиллиты и т.д. В дополнение хотелось бы отметить, что асфальты, асфальтены имеют наилучшие адгезионные свойства по сравнению с другими химическими реагентами в РВО.

Рассмотрим растворимость трех образцов при 22-23°C и при 60°C. Для этого в первом случае производим растворение микрокольматанта в воде при комнатных условиях, во втором случае производим перемешивание образца в воде при температуре 60°C. Для поддержания температуры можно использовать водяную баню или термостакан. Растворение производим при перемешивании на верхнеприводной мешалке с скоростью вращения 1000-1500 оборотов в минуту для создания воронки в течении 60 минут. Замер растворимости производим с помощью фильтр-пресса с поддержанием температуры 22-23°C и 60°C через бумажный фильтр марки "зелёная лента". Высчитываем значение растворимости по остатку на бумажном фильтре.

Для оценки эффективности работы микрокольматантов приготавливаем глинистую суспензию с добавлением микрокольматантов. Тестирование производим методом проверки фильтрационных свойств глинистой суспензии на фильтр-прессе низкого давления и температуры (НТНД) и фильтр-прессе высокого давления и температуры (ВТВД) с применением фильтровальной бумаги Whatman # 50, S&S # 576.

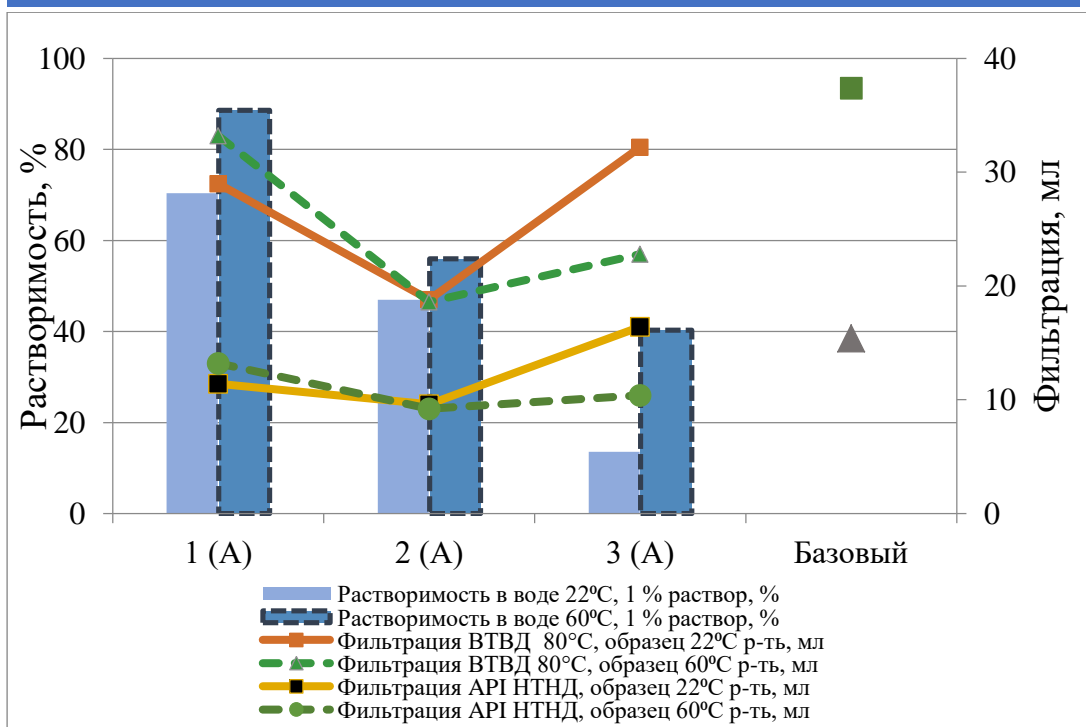


Рис. 1. - Зависимость эффективности работы микрокольматантов типа асфальтены от температуры

На рисунке 1 отображены результаты измерений растворимости при 22-23°C и 60°C, а также значения фильтрации НТНД и ВТВД базового раствора и растворов с микрокольматантом. Под базовым раствором понимается глинистая суспензия без добавления микрокольматанта. Растворимость всех образцов с ростом температуры увеличилась. Почти все образцы (кроме 3(A) при НТНД, где значение фильтрации увеличилось) показали снижение значения фильтрации. Поведение образца 3(A) при НТНД можно объяснить низкой растворимостью при 22-23°C и большим размером частиц по фракционному составу, что может влиять на плотность сформированной фильтрационной корки. Образец 2(A) имеет практически идентичные значения фильтрации в каждом из температурных пунктов. Это можно объяснить небольшим отличием в растворимости микрокольматанта, нахождении растворимых и нерастворимых частиц в диапазоне 40-55%, и сохранении в обоих случаях его физико-химических свойств. Для образца 1(A) увеличение растворимости сказалось негативно. В каждом из случаев фильтрация стала больше. Это можно объяснить уменьшением количества частиц способных к коагуляции. Данный микрокольматант нельзя рекомендовать к применению в скважинах с высокой температурой по его прямому назначению. Так же стоит учитывать, что растворимость может увеличиться по мере нахождения микрокольматанта в буровом растворе и скважине. Образец 3(A) улучшил свои позиции по снижению фильтрации с ростом температуры и растворимости. Данный микрокольматант можно рекомендовать к применению в высокотемпературных скважинах. Он может обеспечить более продолжительную эффективность своей работы и достичь пика своей эффективности при высоких температурах.



## **Выводы:**

1. Частично растворимые микрокольматанты с ростом температуры могут лучше растворяться.
2. В зависимости от скважинных условий стоит применять микрокольматанты с проверкой их растворимости в среде с определенной температурой.
3. На рассмотренных примерах наибольшую эффективность показали микрокольматанты в случае растворимости с соотношением 40-60/60-40 растворимой к нерастворимой части.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Подбор критериев и методики оценки эффективности работы микрокольматантов на примере испытаний в глинистой суспензии / П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева, В.А. Капитонов, Д.В. Евдокимов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 34–41. – DOI: 10.33285/0207-2351-2023-7(655)-34-41
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Недра, Москва, 2000 г., 680 стр., ISBN: 5-8365-0028-2
3. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. - М: Недра, 1984 - 229 с.
4. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. — М: Недра, 2000. 270 с.
5. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
6. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург, 2005. – 663 с.
7. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) – М.: Недра, 1985. – 509 с.
8. Ахмадеев Р.Г. Особенности бурения в глинистых отложениях /Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. – М.: ВИНТИ, 1977. – № 9.

## **ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМ ОТХОДОМ И РАЗВОРОТОМ ПО АЗИМУТУ ПРИ БУРЕНИИ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ**

*К.А. Шиповский к.т.н., В.А. Капитонов к.т.н.,  
М.В. Петров, А.В. Ефимов*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Российская Федерация*

## **Аннотация**

В статье представлены результаты проектирования и строительства горизонтальной скважины с отрицательным отходом и разворотом по азимуту №105 (условный номер). Бурение горизонтального участка выполнялось на обсадной

колонне 178 мм с извлекаемой компоновкой. Приведен пример расчёта проектной скважины с J-образным профилем и её сравнение с пробуренной скважиной. Интерес представляет информация о возможности проектирования и строительства горизонтальных скважин с отрицательным отходом и разворотом по азимуту со средним уровнем риска по классификации DDI.

### Ключевые слова

Горизонтальная скважина, индекс сложности бурения, отрицательный отход, вес на крюке, крутящий момент, бурение на обсадной колонне.

### Проблемы

При проектировании горизонтальных скважин в отдельных случаях существует необходимость построить J-образный профиль с отрицательным отходом и разворотом по азимуту. Такой сложный участок скважины должен обеспечить безаварийную проводку ствола при бурении с возможностью дальнейшего спуска и цементирования обсадной колонны.

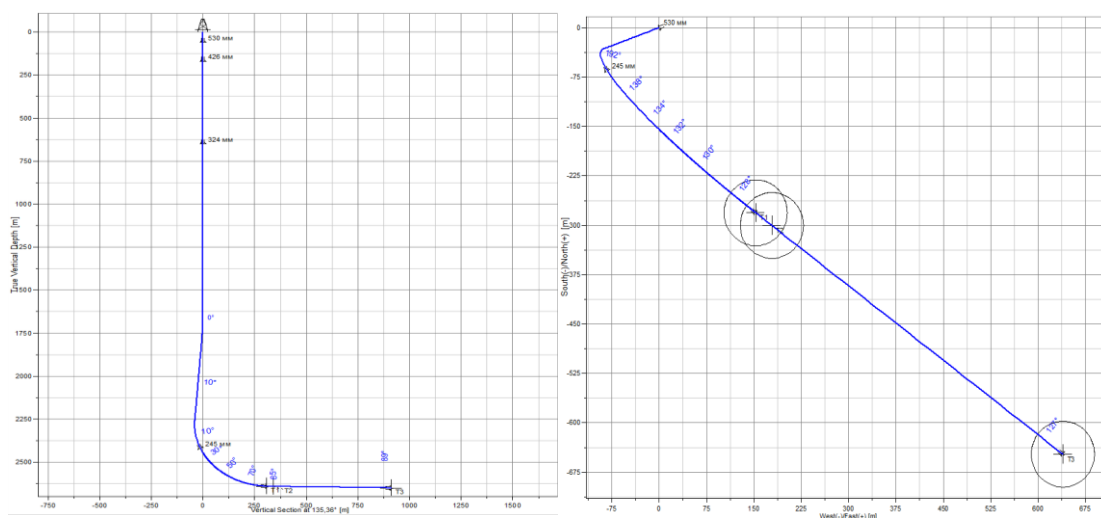


Рисунок 1 – Вертикальная и горизонтальная проекция скважины № 105 с отрицательным отходом на цели T1, T2, T3

Построение профиля и траектории горизонтальной скважины выполнено на основе геологических целей T1, T2, T3 с учетом конструкции скважины, способа её заканчивания, зон возможных осложнений с применением специализированного программного обеспечения («Бурсофтпроект»).

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 1 – Проектный профиль горизонтальной скважины №105 с отрицательным отходом

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут магнитный, град	Глубина по вертикали, м	Абсолютная отметка, м	Пространственная интенсивность, град/10 м	Отход, м	Интенсивность по зениту, град/10 м	Интенсивность по азимуту, град/10 м	Комментарий
0,0	0,0	0,0	0,0	-55,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Устье скважины
60,0	0,0	0,0	60,0	-5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	530 мм
170,0	0,0	0,0	170,0	-115,0	0,0	0,0	0,0	0,0	426 мм
650,0	0,0	0,0	650,0	-595,0	0,0	0,0	0,0	0,0	324 мм
1660,0	0,0	0,0	1660,0	-1605,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Вертикальный участок
1802,9	10,0	250,0	1802,0	-1747,0	0,7	12,44	0,7	0,0	Участок набора угла
2162,7	10,0	250,0	2156,0	-2101,0	0,0	31,56	0,0	0,0	Начало полки ГНО
2262,7	10,0	250,0	2255,0	-2200,0	0,0	25,6	0,0	0,0	Окончание полки ГНО
2262,9	10,0	250,0	2255,2	-2200,2	0,0	92,4	0,0	0,0	Участок стабилизации угла
2435,0	23,4	146,6	2420,0	-2365,0	1,6	232,0	1,4	1,6	245 мм
2845,0	88,0	127,0	2640,0	-2585,0	1,6	319,9	1,6	0,0	T <sub>1</sub> -178 мм
2862,4	88,0	127,0	2640,7	-2585,7	0,0	338,2	0,0	-0,238	Участок стабилизации угла
2874,7	89,2	127,0	2640,9	-2585,9	1,0	349,4	1,0	0,0	T <sub>2</sub>
3450,0	89,2	127,0	2649,0	-2594,0	0,0	910,0	0,0	0,0	T <sub>3</sub>

Проектирование оптимального J-образного профиля горизонтального ствола скважины направлено на решение следующих задач:

- предупреждение аварий с бурильными и обсадными трубами;
- снижение цикла строительства скважины;
- предупреждение критических нагрузок на бурильную колонну (крутящие моменты, вес на крюке);
- снижение износа бурильного инструмента, обсадных колонн;
- достижение проектной длины горизонтальной секции скважины [1].

Проектируемый горизонтальный J-образный профиль имеет пять участков: вертикальный, горизонтальный и набора зенитного угла по большому радиусу с несколькими участками набора кривизны и стабилизации. Интенсивность искривления горизонтального ствола в диапазоне 0,9 – 1,6 град / 10 м. Индекс сложности бурения средний – 5,3 (DDI) [2].

J-образный профиль в отличие от других профилей не имеет разнонаправленных перегибов. Это улучшает проходимость инструмента и геофизических приборов, уменьшает объём работы отклоняющей компоновки, снижает силы сопротивления при движении бурильных и обсадных колонн. К

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

минусам J-образного профиля следует отнести сложность контроля стабилизации при большой глубине по вертикали [3].

После построения J-образного профиля горизонтальной скважины выполняются инженерные расчёты на нагрузки, создаваемые на бурильные и обсадные трубы. Данные расчеты также выполнены в специализированном ПК «Бурсофтпроект». Например, расчёты в модуле «Проверка бурильных колонн на прочность» и «Проверка обсадных колонн на прочность» (рисунки 2, 3). Результаты расчётов показывают возможность бурения J-образного профиля горизонтальной скважины №105 с отрицательным отходом и разворотом по азимуту как роторным способом, так и в режиме слайдирования.

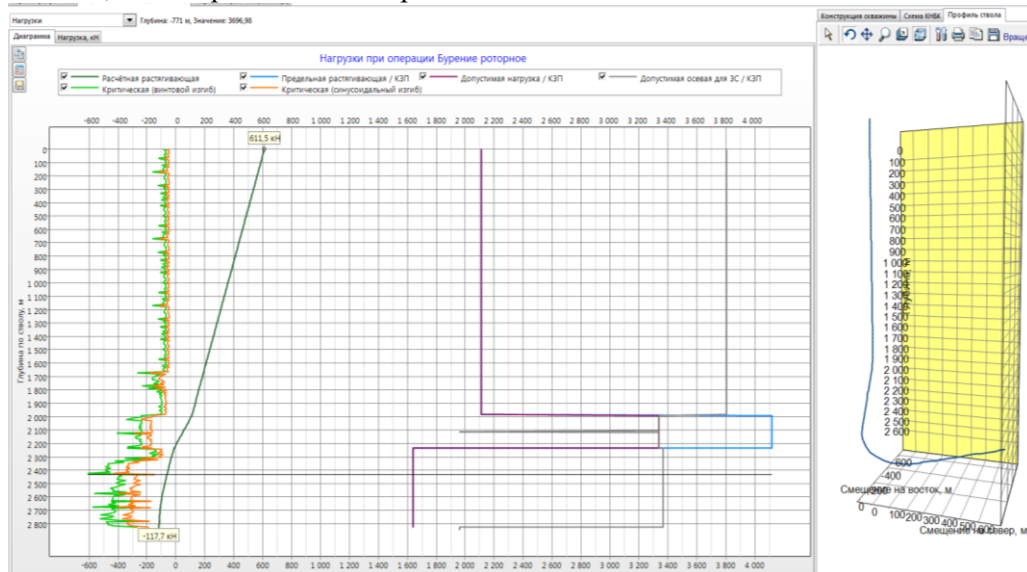


Рисунок 2 – Проектные нагрузки при бурении ротором под эксплуатационную колонну 178 мм

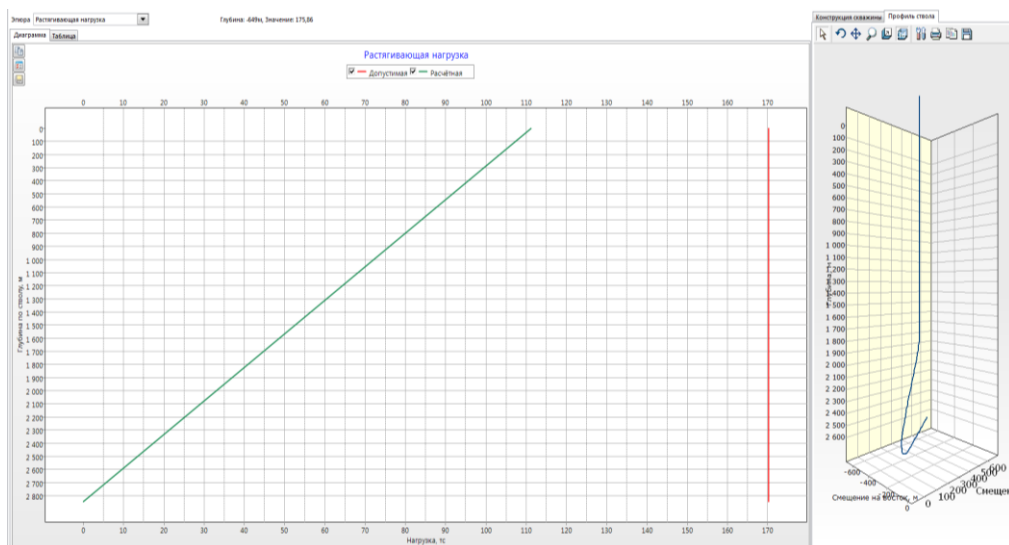


Рисунок 3 – Проектная растягивающая нагрузка при спуске эксплуатационной колонны 178 мм

Таким образом, инженерные расчёты в ПК «Бурсофтпроект» показывают отсутствие технологических рисков (баклинг-эффект) при бурении и спуске обсадной колонны 178 мм с отрицательным отходом и разворотом по азимуту (рисунок 4).

Для решения задачи безаварийного строительства скважины с отрицательным отходом было использовано нестандартное решение – бурение последнего горизонтального участка эксплуатационного ствола (2771-3035 м) на обсадной колонне 178 мм с извлекаемой компоновкой: Д152,4 + РУС РД 475 + УБТ-88,9 + КЛС149,2 + ОКБ-143 + Расширитель-120,7 + Т/С + КЛС152,4 + НУБТ-118 + НУБТ-118 + Фильтр + Д-146РСФ + КЛС152 + Замок фиксатор + ОК-177,8 остальное.

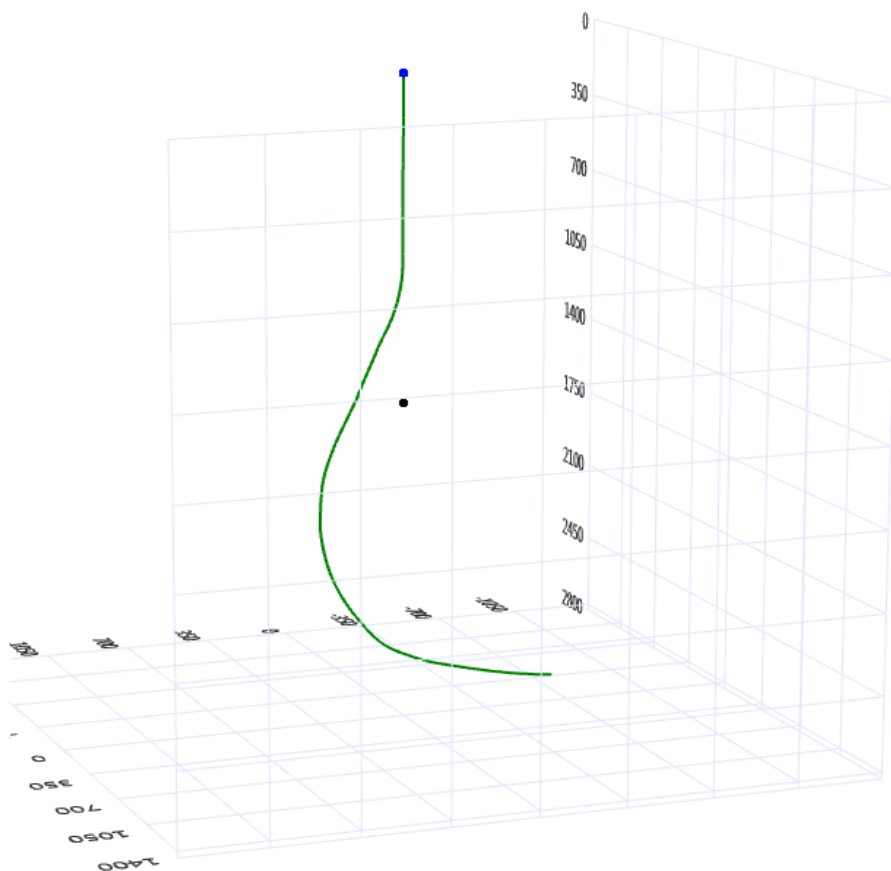


Рисунок 4 – Фактический профиль горизонтальной скважины №105 с отрицательным отходом и разворотом по азимуту

Отход пробуренной скважины № 105 от устья до точки ТЗ составил – 605 м (проектный – 910 м). Пространственная интенсивность набора кривизны в диапазоне 0,12 до 1,91 град/10 м (проектная – 1,6 град/10 м). Индекс сложности бурения средний – 5,9 (DDI).

Фактические параметры бурения: производительность насосов – 22-24 л/с; нагрузка на долото – 10-12 тс; обороты ротора – 24-40 об/мин; крутящий момент –

## БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

24-28 кН·м; давление на манифольде – 20-22 МПа; вес на крюке – 70-120 тс (рисунок 5). В процесс углубления ствола скважины производились прокачки графитных пачек и очищающих ВУС. Данные технологические параметры, в основном, соответствуют расчётным значениям, полученным в ПК «Бурсофтпроект», что обеспечило безаварийное углубление ствола горизонтальной скважины.

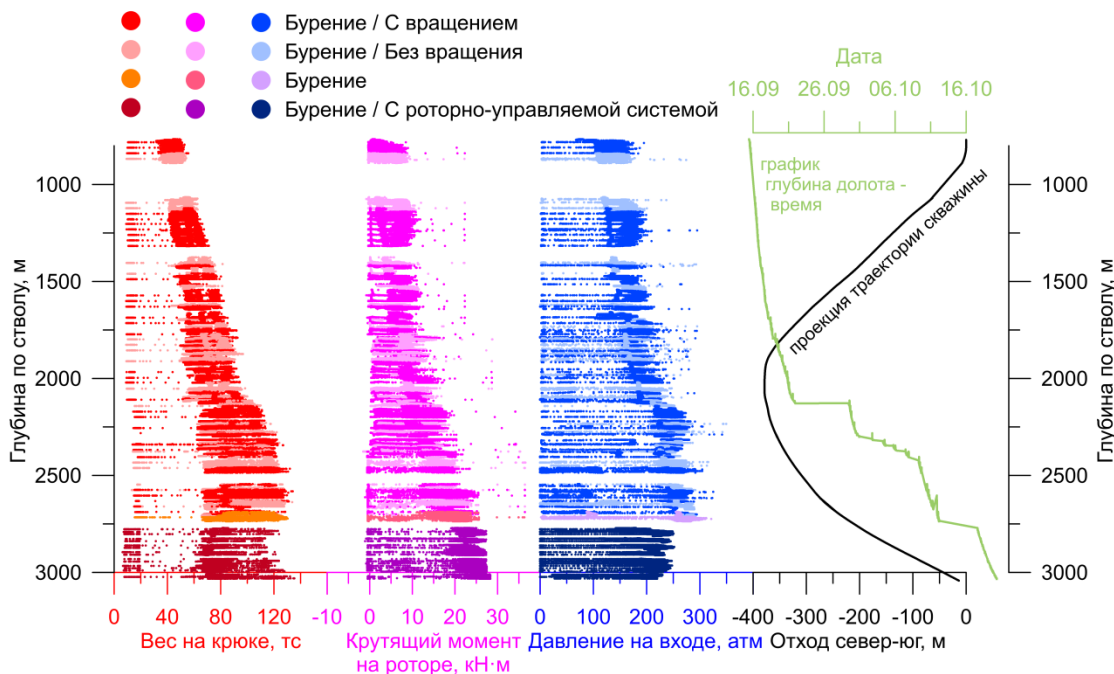


Рисунок 5 – Вес на крюке, крутящий момент и давление на манифольде при бурении на эксплуатационной колонне 178 мм

Бурение проходило в штатном режиме без аварий и осложнений в процессе проводки J-образного ствола скважины до проектной глубины 3035 м (по ГТН). После извлечения КНБК из обсадных труб 178 мм произведено цементирование эксплуатационной колонны.

Проектные расчёты в целом соответствуют фактическим результатам строительства скважины №105 и могут быть применены для моделирования бурения горизонтальных скважин средней сложности ( $4,5 < \text{ИСБ (DDI)} < 6,4$ ), в том числе с технологией углубления на обсадной колонне.

Таким образом, выполненные расчёты в ПК «Бурсофтпроект» позволили спроектировать профиль и подобрать режимы бурения для безаварийного строительства горизонтальной скважины с отрицательным отходом и разворотом по азимуту с применением технологии углубления на обсадной колонне 178 мм.

### Выводы

1. Программный комплекс «Бурсофтпроект» позволяет выполнять инженерные расчёты горизонтальных скважин с отрицательным отходом и разворотом по азимуту для их безаварийного бурения.

2. Горизонтальные скважины с отрицательным отходом и разворотом по азимуту могут быть отнесены к третьему уровню сложности (DDI) со средним риском их бурения.

3. В случае необходимости строительства скважин с отрицательным отходом и разворотом по азимуту возможно применение технологии бурения на обсадной колонне горизонтальных участков.

### ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Проектирование наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин в Самарской области / М. А. Рвалов, М. В. Петров, В. А. Капитонов, Г. Г. Гилаев // Бурение и нефть. – 2022. – № 11. – С. 3–8.
2. Методические указания Компании «Наклонно-направленное бурение» №П2-10 М-0038, Версия 1.00. Москва, 2018, 86 стр.
3. Проектирование строительства горизонтальных скважин с отрицательным отходом / М.В. Петров, К.А. Шиповский // Ашировские чтения. – Самара: СамГТУ, 2023 – С. 47–55.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ  
ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕОТДАЧИ  
ПЛАСТОВ ДЕВОНА СОЛОГАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Ю.А. Головина*

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

**Аннотация**

Приведен анализ лабораторных исследований полноты вытеснения нефти водой. Рассмотрена зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости породы. Приведены результаты определения остаточной нефтенасыщенности для пород пластов девона Сологаевского месторождения. Рассмотрены зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород пластов. Приведены расчетные значения коэффициентов вытеснения, рекомендуемые для оценки нефтеотдачи продуктивных пластов Сологаевского месторождения.

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

В лаборатории фильтрационных исследований ООО «СамараНИПИнефть» были проведены дополнительные опыты по вытеснению нефти водой на 14 образцах керна пластов ДІ и ДІІ Сологаевского поднятия Сологаевского месторождения.

В общей сложности опыты были проведены на 132 образцах керна Сологаевского месторождения. Лабораторные исследования полноты вытеснения нефти водой проводились на 88 образцах пласта ДІ и на 40 образцах керна пласта ДІІ.

Величина коэффициента вытеснения нефти водой определялась по уравнению:

$$K_{\text{выт}} = (K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}) / K_{\text{нн}},$$

где:  $K_{\text{он}}$  - определённая по зависимости остаточная нефтенасыщенность пласта,

$K_{\text{нн}}$  - принятое среднее значение начальной нефтенасыщенности пласта.

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости породы определялась по экспериментальным данным, полученным на 46 образцах керна, отобранных из скв. 4, 6, 10, 11, 12, 304 Сологаевского купола и 42 образцах, отобранных из скв. 13, 40, 41, 43, 44 Подбельского купола.

Характеристики этих образцов представлены в таблице 1.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## ПЛАСТ Д1

Таблица 1- Результаты определения остаточной нефтенасыщенности для пород пласта Д1

Скв. №	Поднятие	Лабораторный № образца	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
4	Сологаевское	513-85	22,0	0,3352	0,369
4	Сологаевское	518-85	21,0	0,2866	0,363
6	Сологаевское	1408-85	19,8	0,2409	0,305
6	Сологаевское	1416-85	22,6	0,9761	0,286
6	Сологаевское	1426-85	22,2	0,1835	0,316
6	Сологаевское	1431-85	18,9	0,1211	0,351
10	Сологаевское	1620-87	17,6	0,1082	0,337
10	Сологаевское	1621-87	16,4	0,1004	0,363
10	Сологаевское	1624-87	17,5	0,0929	0,346
11	Сологаевское	352-88	19,1	0,1763	0,345
11	Сологаевское	353-88	20,2	0,3045	0,314
11	Сологаевское	354-88	21,3	0,1079	0,332
11	Сологаевское	355-88	20,6	0,2634	0,325
12	Сологаевское	138-90	21,1	0,426	0,274
12	Сологаевское	142-90	20,0	0,4954	0,305
12	Сологаевское	145-90	20,3	0,1793	0,368
12	Сологаевское	146-90	20,7	0,612	0,308
304	Сологаевское	1465-10	0,191	0,34777	0,291
304	Сологаевское	1488-10	0,186	0,21549	0,318
304	Сологаевское	1491-10	0,178	0,24149	0,315
304	Сологаевское	1495-10	0,176	0,17563	0,336
304	Сологаевский	1499-10	0,167	0,12395	0,333
13	Подбельское	1095-88	15,5	0,1143	0,384
13	Подбельское	1106-88	14,8	0,0864	0,463
40	Подбельское	1276-82	19,5	0,1329	0,349
40	Подбельское	1280-82	19,5	0,2079	0,358
40	Подбельское	1281-82	21,2	0,2854	0,339
40	Подбельское	1282-82	20,3	0,1453	0,351
40	Подбельское	1287-82	19,8	0,3086	0,362
40	Подбельское	1290-82	16,7	0,1099	0,412
41	Подбельское	1344-83	19,3	0,2695	0,371
41	Подбельское	1348-83	20,1	0,2304	0,327
41	Подбельское	1349-83	20,5	0,2989	0,325
41	Подбельское	1350-83	19,0	0,1868	0,35
43	Подбельское	1062-86	16,0	0,123	0,445
43	Подбельское	1068-86	16,2	0,1468	0,424

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 1					
43	Подбельское	1069-86	15,9	0,1238	0,384
43	Подбельское	1070-86	17,8	0,1093	0,394
43	Подбельское	1071-86	16,4	0,0976	0,456
43	Подбельское	1072-86	16,1	0,1211	0,422
43	Подбельское	1074-86	15,6	0,0911	0,468
43	Подбельское	1075-86	16,8	0,1273	0,405
43	Подбельское	1076-86	16,7	0,0935	0,447
43	Подбельское	1082-86	15,5	0,0905	0,473
44	Подбельское	1130-88	19,6	0,5807	0,321
44	Подбельское	1131-88	19,6	0,5732	0,353
44	Подбельское	1132-88	20,0	0,6639	0,305
44	Подбельское	1133-88	19,5	0,5517	0,313
44	Подбельское	1134-88	19,0	0,4035	0,356
44	Подбельское	1135-88	18,4	0,2198	0,334
44	Подбельское	1136-88	14,1	0,0927	0,459

Уравнение регрессии, отображающее зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости для образцов пород пласта ДІ Сологаевского поднятия, имеет вид:

$$K_{он} = 0,2847 - 0,0654 \lg K_{пр}$$

В связи с отсутствием представительного кернового материала по пласту ДІ', эта же зависимость использовалась для расчета по нему остаточной нефтенасыщенности. Графически она представлена на рисунке 1.

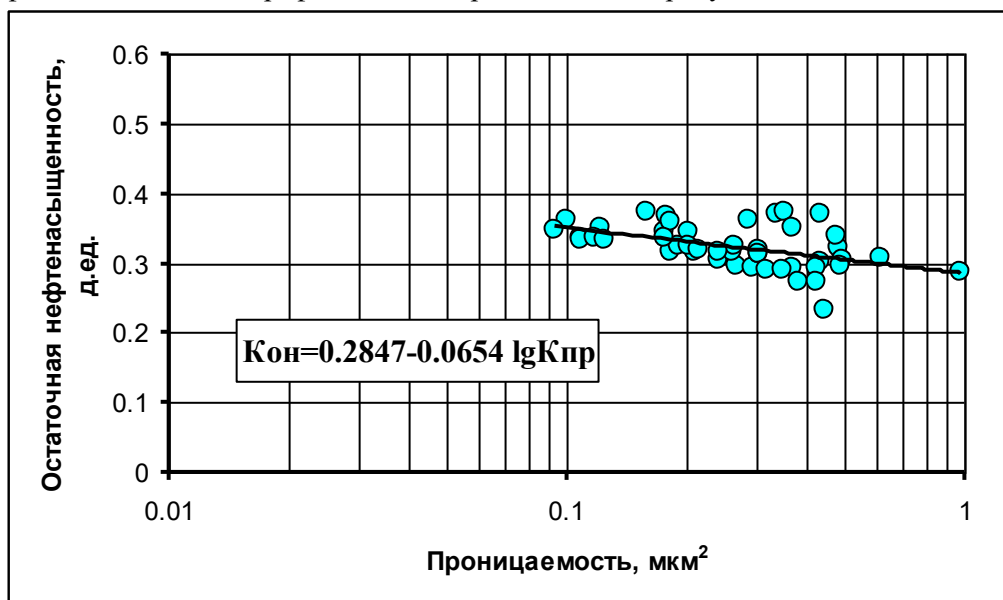


Рисунок 1 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости пород пласта ДІ Сологаевского поднятия

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости пород пласта ДІ Подбельского поднятия описывается уравнением:

$$K_{он} = 0,2697 - 0,1518 \lg K_{пр}$$

График данной зависимости показан на рисунке 2.

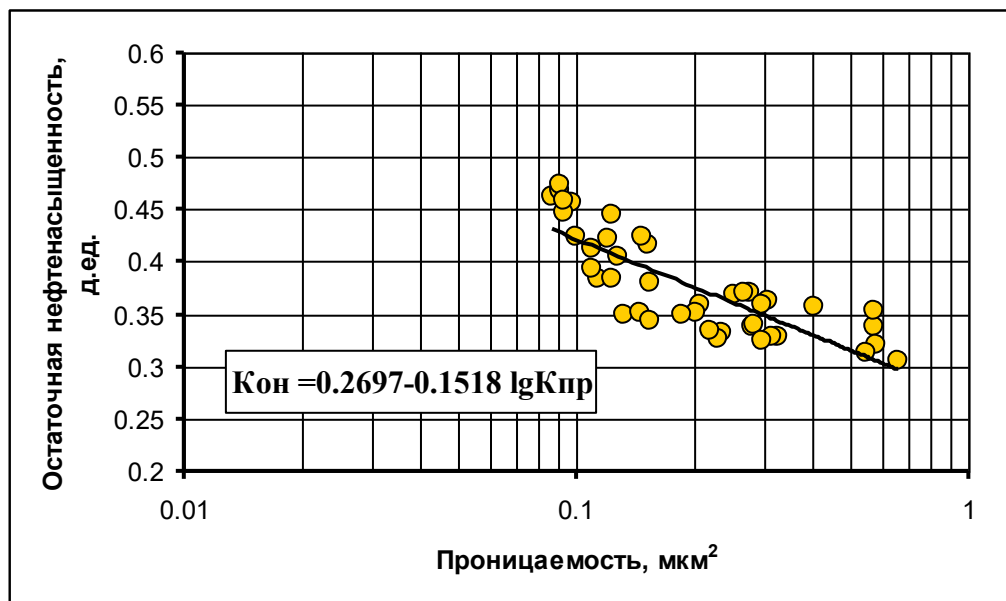


Рисунок 2 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости пород пласта ДІ Подбельского поднятия

### Пласт ДІІ

Коэффициент вытеснения нефти водой для пород пласта ДІІ определялся на 39 образцах, отобранных из скв. 6, 12, 14, 304 Сологаевского купола и одном образце из скв. 13 Подбельского купола (таблица 2).

Таблица 2 - Результаты определения остаточной нефтенасыщенности по пласту ДІІ

Скв. №	Поднятие	Лабораторный № образца	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.
6	Сологаевское	1433-85	19,4	0,194	0,334
12	Сологаевское	147-90	20,7	0,474	0,268
12	Сологаевское	149-90	19,7	0,4828	0,268
12	Сологаевское	150-90	21,0	0,3926	0,291
12	Сологаевское	151-90	20,8	0,5214	0,258

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Продолжение таблицы 2					
12	Сологаевское	152-90	18,7	0,2312	0,362
12	Сологаевское	154-90	20,5	0,7609	0,25
12	Сологаевское	155-90	21,3	0,3675	0,27
12	Сологаевское	159-90	20,0	0,3466	0,289
12	Сологаевское	160-90	19,8	0,2163	0,353
12	Сологаевское	161-90	19,5	0,3278	0,316
12	Сологаевское	163-90	20,7	0,489	0,266
12	Сологаевское	164--90	19,8	0,3207	0,278
12	Сологаевское	165-90	21,4	0,5261	0,255
12	Сологаевское	167-90	20,8	0,4562	0,275
12	Сологаевское	168-90	21,3	0,4472	0,261
12	Сологаевское	169-90	19,9	0,2959	0,365
14	Сологаевское	827-89	16,5	0,1036	0,411
14	Сологаевское	829-89	16,9	0,1292	0,385
14	Сологаевское	834-89	14,9	0,0989	0,498
14	Сологаевское	835-89	16,9	0,1872	0,380
14	Сологаевское	836-89	15,9	0,1204	0,425
14	Сологаевское	837-89	13,2	0,1353	0,374
304	Сологаевское	1513-10	0,197	0,4660	0,228
304	Сологаевское	1517-10	0,175	0,1948	0,320
304	Сологаевское	1529-10	0,163	0,325	0,229
304	Сологаевское	1531-10	0,102	0,03	0,294
304	Сологаевское	1533-10	0,145	0,017	0,278
304	Сологаевское	1535-10	0,135	0,282	0,275

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости описывается уравнением:

$$K_{он} = 0,2484 * K_{пр}^{-0,1552}$$

График данной зависимости показан на рисунке 3.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

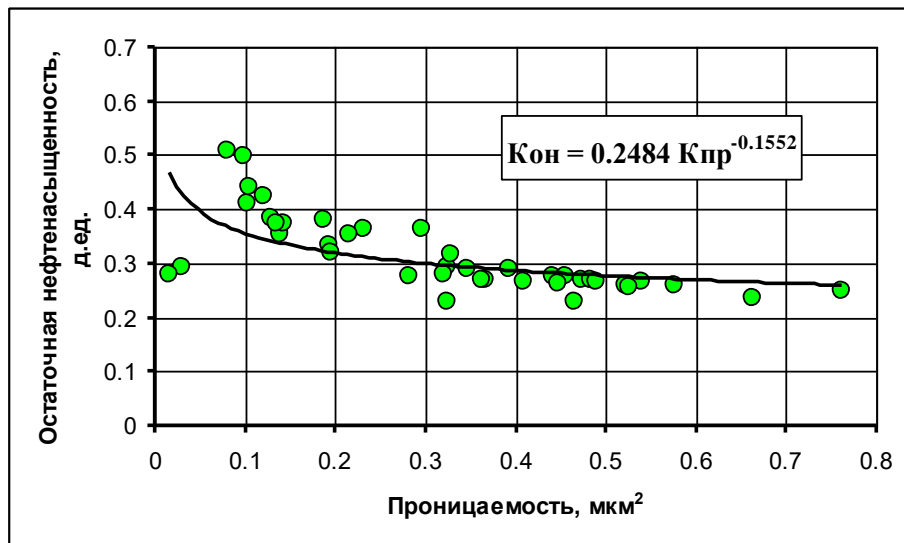


Рисунок 3- Зависимость остаточной нефтенасыщенности от газопроницаемости порода пласта ДП Сологаевского месторождения

По приведенным выше уравнениям, с учетом принятых значений проницаемости рассчитывались значения остаточной нефтенасыщенности, на основании которых в соответствии с начальной нефтенасыщенностью определялись коэффициенты вытеснения каждого из пластов.

Расчетные значения коэффициентов вытеснения, рекомендуемые для оценки нефтеотдачи продуктивных пластов Сологаевского месторождения, приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Рекомендуемые значения коллекторских свойств и расчетные значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения

Пласт	Участок, район скв.	Кп, д.ед.	Кпр, мкм <sup>2</sup>	Кнн, д.ед.	Кон, д.ед.	Квыт, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7
Сологаевское поднятие						
ДГ	район скв. 129-130	0,16	0,088	0,80	0,354	0,558
	район скв. 4-8-12	0,16	0,088	0,84	0,354	0,579
ДИ		0,19	0,235	0,92	0,326	0,646
ДП		0,19	0,281	0,94	0,302	0,678
Подбельское поднятие						
ДИ	Северо-западный	0,19	0,204	0,90	0,374	0,584
	Юго-восточный	0,15	0,161	0,90	0,390	0,567
ДП		0,13	0,053	0,84	0,392	0,533

1. Дополнение к проекту разработки Сологаевского нефтяного месторождения, АО «Самаранефтегаз», 2021.

УДК 622.276

**РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ  
ПРОДУКЦИИ**

*А.М. Зиновьев<sup>1,2</sup>, А.С. Паутова<sup>2</sup>*

*ООО «СамараНИПИнефть»<sup>1</sup>  
Самарский государственный технический университет<sup>2</sup>  
Россия, г. Самара, 443100, ул. Молодогвардейская, 244  
[lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru), [pautova.anna1985@mail.ru](mailto:pautova.anna1985@mail.ru)*

*Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции. Представлена сборка экспериментальной установки и исследование ультразвуковых измерений.*

***Ключевые слова:** КВЧ, ультразвуковой метод, полиакриламид, скважинная продукция, твердые частицы, затухание сигнала.*

A.M. Zinoviev e-mail: [lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru), A.S. Pautova e-mail: [pautova.anna1985@mail.ru](mailto: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 products. The assembly of the experimental setup and the study of ultrasonic measurements are presented.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle, signal attenuation.

Проблема повышенного образования мехпримесей в составе нефти и высокой концентрации взвешенных частиц в перекачиваемой нефти в последние годы стала едва ли не самым существенным фактором, осложняющим механизированную добычу.

В настоящее время актуальной является задача определения наличия твердых частиц в нефтяном трубопроводе диаметром до 1000 мм [1]. В нефтяном потоке могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина).

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) нефти. Согласно данным лабораторных исследований присутствующие компоненты частиц в составе нефти лежат в пределах от 1 до 30 мм.

Измерение содержания твердых частиц в жидкостях имеет практическое применение в химической и нефтехимической промышленности. Высокое содержание песка может ограничить добычу нефти, повредить оборудование, вызвать потерю скважинного контроля, и нанести экологический ущерб. На абразивные свойства механических примесей влияет гранулометрический состав.

К гранулометрическому составу относится распределение частиц по размеру, плотности, сферичность и твердость, минеральный состав может состоять из различных обломков горных пород (кварца, графита, песка), которые могут входить в состав нефти. За рубежом в качестве абразивной характеристики частиц используют так называемый коэффициент абразивности, но многие свойства частиц в значительной части зависят от дисперсного состава [2],.

В настоящее время существуют устройства, предназначенные для определения примесей в воде, в нефти как отечественного, так и зарубежного производства. Это приборы, работающие на основе оптики и ультразвуке.

В результате проведения анализа результатов, полученных при их эксплуатации, показывает, что в настоящее время все они в той или иной степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в нефти, либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности, либо возможности автоматизации измерений.

Таким образом, разработка новой ультразвуковой системы, которая позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержания КВЧ в жидкостях, представляет собой актуальную задачу.

Целью данной работы является сбор экспериментальной установки для определения механических примесей в составе скважинной продукции.

Для проведения научно-исследовательского опыта были предприняты начальные шаги для сбора экспериментальной установки, в данную установку вошли следующие элементы: пьезоэлектрические пьезоэлементы, измерительный модуль, отрезки трубопровода.

*Пьезоэлектрические преобразователи ПЭП предназначены для создания в жидкостях ультразвуковых колебаний, их приема, с последующим преобразованием в электрический сигнал. Пьезоэлементы диаметром 30мм, частота резонанса  $f_a = 1900 \div 2110$ кГц. Пьезоэлементы предварительно были покрашены лаком с целью изоляции электрических контактов.*

Общий вид пьезоэлементов представлен на рисунке 1.





Рис. 1 Конструкция пьезоэлементов

Для проведения опыта была разработана конструкция жесткого крепления пьезоэлементов в измерительном модуле, которая представлена на рис.2 .



Рис.2 Эскиз измерительного модуля

На рис.3 представлен внешний вид измерительного модуля, который был вмонтирован в катушку трубопровода.



Рис.3 Эскиз измерительного модуля в катушке трубопровода

На рис.4 представлен внешний вид измерительного модуля в катушке трубопровода и два отрезка трубы, которые будут соединены для дальнейших проведенний серии экспериментов.



Рис.4 Внешний вид элементов экспериментальной установки

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

После сбора экспериментальной установки запланированы научные исследования направленные на: выявление зависимости движения и оседания КВЧ в скважинной продукции, описание математической модели процесса затухания ультразвукового сигнала, проведение эксперимента в скважинной продукции с различной степенью обводненностью, анализ затухания ультразвукового сигнала в зависимости от различных примесей (пропант, минеральные соли, песок, горные породы).

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С. Бойко Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. пособие / Москва «Недра», 1990г. – 214 с.
2. Мельченко В.Е., Жданов А.С. Опыт работы оборудования в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтеаз»
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.

### ОБОСНОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН ДЛЯ СБРОСА ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД ГРАЖДАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Ю.А. Головина*

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия  
golovina\_ua@mail.ru*

#### *Аннотация*

Рассмотрены методы утилизации пластовых сточных вод на Гражданском месторождении.

Определен водоносный горизонт отложений, который отвечает всем основным критериям пласта-коллектора для закачки сточных вод. Представлены объемы пластовых вод, которые планируется утилизировать в системе поглощения. Приведена принципиальная схема системы поглощения сточных вод и ситуационная схема системы поглощения.

**Ключевые слова:** месторождение, пласт, сточные воды, пластовое давление, поглощающие скважины, нагнетательные скважины, утилизация воды, водоупор, обводненность.

В настоящее время Гражданское месторождение обустроено и разрабатывается с поддержанием пластового давления в пластах В<sub>3</sub>, Дл.

Избыток пластовых сточных вод, образующийся на Гражданской УПСВ, утилизируется в поглощающие скважины пласта О<sub>2</sub> Гражданского месторождения.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Фонд действующих нагнетательных скважин по состоянию на текущую дату составляет 3 штуки. При этом нагнетательная скважина № 204 работает на два пласта В<sub>3</sub> и Дл, нагнетательные скважины № 157, 161 работают на пласт В<sub>3</sub>.

В качестве источника водоснабжения для системы заводнения нагнетательных скважин №№ 157, 204 Гражданского месторождения используются очищенные пластовые сточные воды, сброшенные на УПСВ «Гражданская».

На Гражданском месторождении избыток пластовой воды, сбрасываемой с УПСВ, утилизируется в систему поглощения. Утилизация воды осуществляется в окский надгоризонт через скважину № 163. Режим работы скважины непрерывный. Подача воды в скважину осуществляется по водоводу диаметром 73 мм протяженностью 650 м.

Утилизация пластовой воды была начата в 2008 году.

Интервал залегания окского поглощающего надгоризонта 1442-1622 м. Средняя толщина окского надгоризонта 199,8 м. Эффективная толщина проницаемой части составляет в среднем 49,3 м. Средневзвешенная пористость окского надгоризонта составляет 12,85%.

Основным водоупором для рассматриваемого поглощающего горизонта является залегающий выше – верейский карбонатно-глинистый комплекс, его толщина составляет 87-93 м.

Исходя из описанных выше характеристик, на Гражданском месторождении водоносный горизонт окских отложений отвечает всем основным критериям пласта-коллектора для закачки сточных вод.

Текущее пластовое давление в зоне поглощения составляет 16,7 МПа. Давление закачки в поглощающую скважину № 163 составляет 4,8 МПа при среднесуточной приемистости 780 м<sup>3</sup>.

Геолого-физическая характеристика поглощающего горизонта Гражданского полигона сброса приведена в таблице 1.

Таблица 1- Геолого-физическая характеристика поглощающего горизонта Гражданского полигона сброса

Показатели	Окский надгоризонт
1. Глубина горизонта сброса, (абсол. Отм.), м	-1442-1622
2. Средняя эффективная толщина, м	49,3
3. Средняя эффективная пористость, %	12,85
4. Тип коллектора	карбонатный
5. Наличие водоупора над поглощающим горизонтом	присутствует
6. Отсутствие связи с поверхностными водными объектами	отсутствует

В связи с большими объемами добычи попутно-добываемой воды на Гражданском месторождении, сброс воды на Гражданской УПСВ, куда приходит продукция скважин Гражданского месторождения, осуществляется до 50% остаточного водосодержания.

В рассматриваемый перспективный период разработки ожидается рост обводненности добываемой продукции скважин, а значит и объем поступающих сточных вод на Гражданскую УПСВ будет увеличиваться.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с чем, планируется ввод дополнительной поглощающей скважины №156, которую предполагается перевести из пьезометрического фонда. К поглощающей скважине необходимо строительство водовода диаметром 100 мм, протяженностью 100 м.

Утилизация воды будет осуществляться в окский надгоризонт.

Следует отметить, что на дату составления отчета скважина №156 под поглощение уже освоена.

В таблице 2 представлены объемы пластовых вод, которые планируется утилизировать в системе поглощения Гражданского месторождения.

Таблица 2- Объемы пластовых вод, которые планируется утилизировать в системе поглощения Гражданского месторождения

Годы	Добыча воды, м <sup>3</sup> /сутки	Количество воды, сброшенной с Гражданской УПСВ в систему поглощения, м <sup>3</sup> /сутки	Закачка пластовой водой, сброшенной с УПСВ, м <sup>3</sup> /сут	Вода, поступающая на Покровскую УПН для дальнейшего использования в системах ППД и поглощения, м <sup>3</sup> /сутки
1	2	3	4	5
2023	1749	1494	239	16
2024	1770	1515	240	15
2025	1686	1433	240	13
2026	1528	1274	241	13
2027	1545	1292	240	13
2028	1562	1309	240	13
2029	1569	1318	240	11
2030	1580	1329	240	11
2031	1590	1339	241	10
2032	1422	1171	242	9
2033	1426	1176	241	9
2034	1434	1185	241	8
2035	1441	1192	242	7
2036	1452	1202	243	7
2037	1454	1205	242	7
2038	1460	1212	243	5
2039	1465	1218	243	4
2040	1119	1066	50	3
2041	1114	1061	49	4
2042	1116	1063	49	4
2043	1115	1063	49	3
2044	1117	1065	49	3
2045	484	432	48	4

Таким образом, в рассматриваемый прогнозный период разработки Гражданского месторождения утилизацию избыточной сточной пластовой воды,

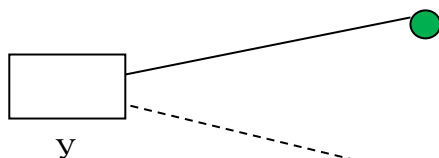
## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

сбрасываемую на УПСВ Гражданского месторождения, предлагается осуществлять по следующей схеме: разгазированная пластовая вода после очистки в напорном отстойнике пластовой воды до требуемой кондиции, подается на прием насосов блочной кустовой насосной станции, используемых также для подачи воды в систему заводнения. Далее вода по системе низконапорных и высоконапорных водоводов через водораспределительный пункт закачивается в систему поглощения Гражданского месторождения.

Обводненность на выходе с УПСВ составит не более 10% масс.

Принципиальная схема системы поглощения приведена на рисунке 1.

Ситуационная схема системы поглощения приведена на рисунке 2 .



### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	Установка предварительного сброса воды
	Существующая поглощающая скважина
	Пьезометрическая скважина, вводимая под поглощение
	Существующий водовод
	Проектируемый водовод

Рисунок 1- Принципиальная схема системы поглощения Гражданского месторождения

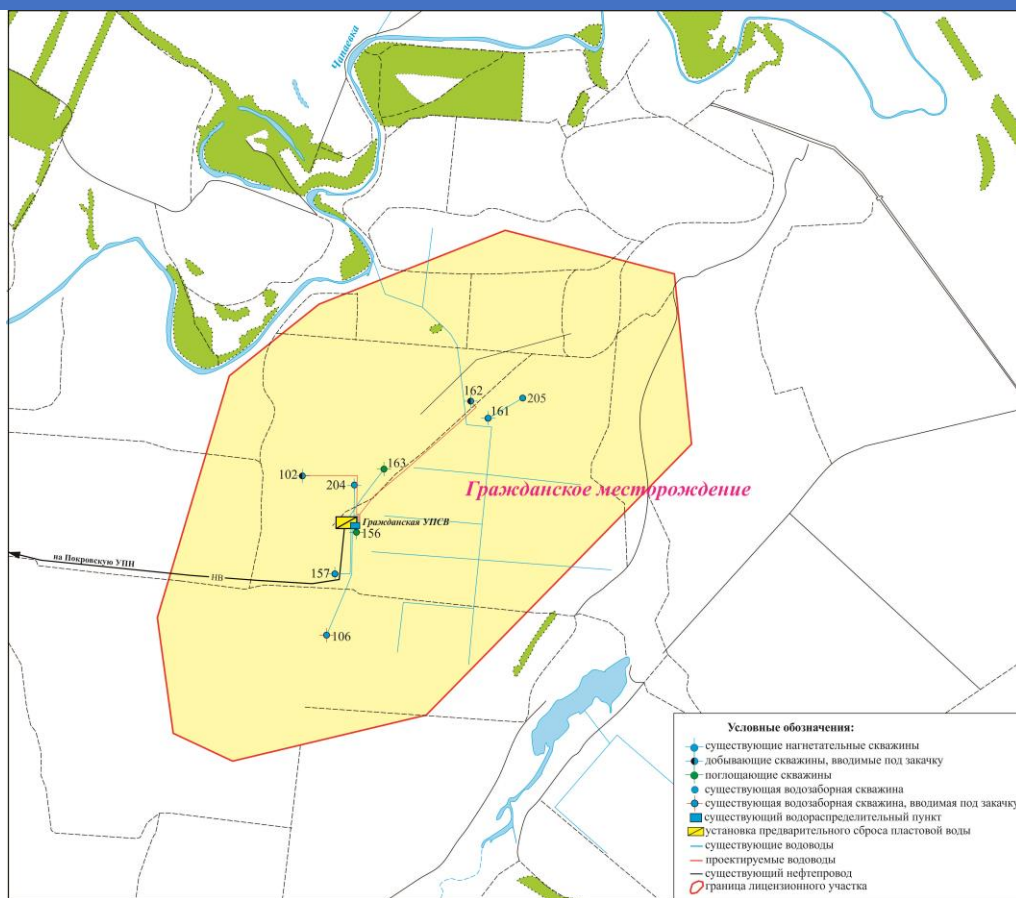


Рисунок 2 - Ситуационная схема системы поглощения

Для заводнения с целью ППД в продуктивных пластах В<sub>3</sub> упинского горизонта и Дл заволжского надгоризонта планируется использовать попутные воды Гражданского месторождения, химический состав которых практически не отличается от состава пластовых вод пласта Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта. Избыток попутных вод планируется закачивать в поглощающие пласты окского водоносного комплекса.

Поскольку принципиальная схема ППД и поглощения не изменяется, можно сделать следующие выводы:

1. Все воды, которые будут контактировать между собой в ходе заводнения продуктивных пластов В<sub>3</sub> и Дл, а также вода поглощающего горизонта (окского водоносного комплекса) приняты условно стабильными в отношении выпадения карбонатов;

2. Закачиваемые воды (в том числе поступающие на поглощение в окский водоносный комплекс) стабильны в отношении выпадения сульфата кальция, воды заводняемых продуктивных горизонтов В<sub>3</sub> и Дл стабильны по сульфатам при температуре 20°C и выше; в диапазоне температур от 10 до 20°C нестабильность выражена слабо и только при температуре ниже 10°C наблюдается нестабильность в умеренной степени.

3. Во всех случаях, как при заводнении с целью ППД, так и при закачке в поглощающий окский водоносный комплекс, наблюдается совместимость пластовой и закачиваемой вод по карбонатам и сульфатам.

4. Заводняемые залежи пластов В<sub>3</sub> и Дл с вероятностью почти 100 % отнесены к 3-й группе нефтяных залежей с трещинно-поровым типом коллекторов при нормах по содержанию в закачиваемой воде нефти и мехпримесей – до 40 мг/л по каждому компоненту.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к проекту разработки Гражданского нефтяного месторождения Самарской области, АО «Самаранефтегаз», 2021.

УДК 622.276

### ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

*А.М. Зиновьев<sup>1,2</sup>, А.С. Паутова<sup>2</sup>*

*ООО «СамараНИПИнефть»<sup>1</sup>  
Самарский государственный технический университет<sup>2</sup>  
Россия, г. Самара, 443100, , ул. Молодогвардейская, 244  
[lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru), [pautova.anna1985@mail.ru](mailto:pautova.anna1985@mail.ru)*

*Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции.*

***Ключевые слова:** КВЧ, ультразвуковой метод, скважинная продукция, твердые частицы.*

A.M. Zinoviev e-mail: [lekso1988@yandex.ru](mailto:lekso1988@yandex.ru),

A.S. Pautova e-mail: [pautova.anna1985@mail.ru](mailto: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 products.

Keywords: EHF, ultrasonic method, downhole production, solid particle.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть добывается из скважин, пробуренных на пористые горные породы, которые залегают в недрах земли. Нефтяной промысел состоит из группы скважин, дренирующих подземное скопление нефти или нефтяную залежь и расположенных на определенной площади. В нефтяном резервуаре скапливается нефть и оттуда извлекается на поверхность. Основными преимуществами нефти являются: относительная простота добычи, транспортировка и переработка [1].

По консистенции нефти различают легкоподвижные, подвижные, вязкие, застывающие при нормальных условиях, почти не текучие. У нефти имеется резкий специфичный запах и маслянистость на ощупь.

В зависимости от содержания тех или иных компонентов цвет нефти изменяется в очень широких пределах: она может быть коричневым, вишневым, зеленым, от белого бесцветного и светло-коричневого желтым и даже прозрачным, до темно-бурого, почти черного рис.1.



Рис. 1 Образцы нефти

Физические свойства нефти - цвет и консистенция нефти зависят преимущественно от содержания в ней асфальтенов.

Асфальтены - твердые, хрупкие, неплавкие высокомолекулярные вещества, наиболее высокомолекулярные компоненты нефти Внешний вид асфальтенов представлен на рис. 2.



Рис. 2 Внешний вид асфальтенов

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефть содержит взвешенные частицы горных пород, воду, растворенные в ней соли и газы, когда выходит из нефтяного пласта.

Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Данный фактор вызывает ряд осложнений, связанных как с нарушением работы насосов и выхода их из строя, так и различные проблемы при работе скважины – засорение забоя, образование песчаных пробок и т.д.

Механические примеси можно разделить на две категории: естественного происхождения (к ним относятся продукты разрушения прискважинной зоны пласта) и техногенного происхождения (в результате плохой очистки труб, также заносимые с технологическими жидкостями при ремонтах, пропант, продукты химических реакций).

Обычно пропант выглядят как песчинки фракцией от 0,5 до 1,2 миллиметров, внешний вид пропанта представлен на рис.3.



Рис.3 Разновидности пропанта

Еще к одной причине образования механических примесей можно отнести - коррозию подземного оборудования рис. 4. В результате воздействия агрессивных сред, таких как сероводород, кислоты при обработках происходит разрушение металла вследствие его коррозии. При этом разрушенные частицы металла и другие продукты коррозии со стенок эксплуатационной колонны и зачастую попадают на прием насоса.



Рис. 4 Коррозия металла подземного оборудования

Существует различные методы определения дисперсности примесей [2]. Наиболее распространенными методами экспресс-анализа дисперсного состава являются ситовой и микроскопический метод.

В результате ситового анализа получают гистограммы распределения массы частиц, в результате микроскопического получают гистограмму распределения количества частиц по размерам [3].

Микроскопический метод позволяет измерять частицы размером 0,3—100 мкм. Недостатком микроскопического метода анализа является его чрезвычайная трудоемкость. Достоверные результаты определения размеров частиц микроскопическим методом могут быть получены только при замерах нескольких сотен частиц. Вследствие этого продолжительность микроскопического анализа может составлять несколько часов.

Анализ результатов, показывает, что в настоящее время все они в той или иной степени не удовлетворяют современным требованиям по точности, по рабочему диапазону, по оперативности измерений, либо по возможности их автоматизации.

Таким образом, разработка нового ультразвукового метода, который позволит оперативно определить содержание твердых частиц в составе нефти, представляет собой актуальную задачу.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тронов, В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В.П.Тронов – М.: Недра, 1970. – 192 с.
2. Коузов, П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов / П.А. Коузов. – 3-е изд. – Л.: Химия, 1987.– 264 с.
3. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ  
И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРИМЕНЯВШИХСЯ НА  
ЯКУШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

*Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая*

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия*

*golovina\_ua@mail.ru, firsova\_yuliya@mail.ru*

**Аннотация**

Выполнен анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи, применявшихся на Якушкинском месторождении. Рассмотрены основные технологии воздействия на пласт, основные причины снижения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, основные способы интенсификации добычи нефти, комплексная технология селективной изоляции водопритока в добывающих скважинах.

**Ключевые слова:** нефтеотдача, добыча нефти, ГТМ, нагнетательная скважина, интенсификация, скважина, закачка воды, призабойная зона пласта, кислотная обработка.

**Оценка эффективности геолого-технических мероприятий**

За период с 2018 по 2023 гг. было проведено 120 геолого-технических мероприятий (рисунок 1), из них: ГРП – 2; ИДН – 3; Выводы из бездействия – 20; Соляно-кислотные обработки – 51; Переводы – 9; РИР – 1; Повторная перфорация – 17; Ремонты – 15.

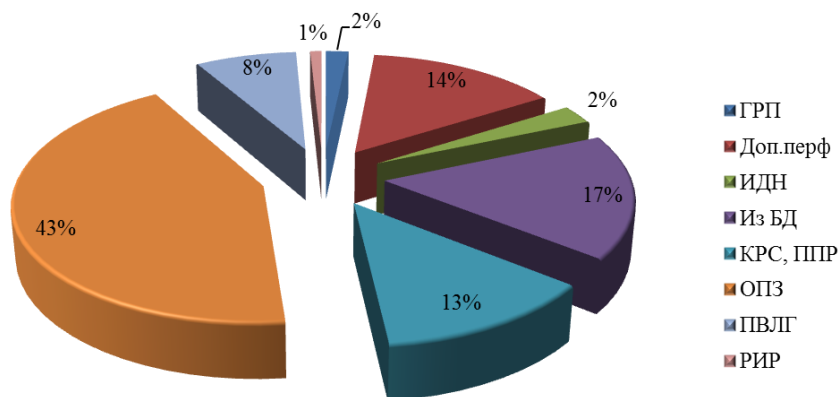


Рисунок 1 – Выполненные геолого-технические мероприятия

Оценка эффективности выполненных работ проводилась по каждой скважине в отдельности. Величина дополнительной добычи нефти (технологического эффекта) за счет ГТМ определялась по разнице между фактическими и расчетными уровнями отборов. Расчетная добыча оценивалась по базовой динамике месячной

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

добычи нефти (без ГТМ), которая аппроксимировалась функциями вида  $q(t) = A \cdot e^{-Bt}$ ,

где  $A$  и  $B$  – определяемые параметры,  $t$  – время (месяц).

Перечень выполненных геолого-технических мероприятий и результаты оценки эффективности ГТМ приведены в таблице 1.

Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная в результате выполнения ГТМ, составила 101,9 тыс.т, что составляет 4,9 % от добычи за период по месторождению в целом (2089 тыс.т). Эффективность выполненных на скважинах месторождения мероприятий приведена на диаграмме (рисунок 2).

Таблица 1- Результаты оценки эффективности геолого-технических мероприятий по Якушкинскому месторождению за период 2018-2023 гг.

Мероприятие	Количество мероприятий	Успешность мероприятий, %	Дополнительная добыча нефти, тыс.т
ГРП	2	100	4.5
Доп.перф	17	100	12.2
ИДН	3	100	4
Из БД	20	90	22.1
КРС, ППР	15	60	12.4
ОПЗ	51	96	35.2
ПВЛГ	9	100	11
РИР	1	100	0.5

В целом, эффект от изменений режимов работы скважин положительный, что говорит о том, что в большинстве случаев были приняты верные и своевременные технологические решения. Успешность мероприятий составляет около 90 %.

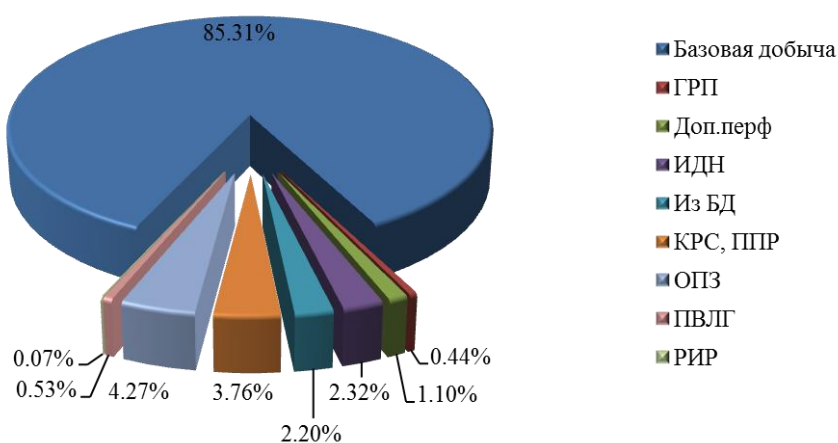


Рисунок 2 – Дополнительная добыча нефти от применения геолого-технических мероприятий

### **Анализ технологий методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, применявшихся на Якушкинском месторождении**

Основной технологией воздействия на пласт с целью интенсификации добычи нефти в условиях Якушкинского месторождения является система поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды.

С момента внедрения системы ППД, обеспечение нужд заводнения осуществлялось за счет пресных вод Голубого озера. Закачка пресной воды повлекло за собой неблагоприятные последствия, связанные с отложением гипса. Решением проблемы стал перевод системы заводнения Якушкинского месторождения на пластовую сточную воду.

Физико-химические свойства воды, закачиваемой в продуктивные горизонты, обеспечивают продолжительную устойчивую приемистость нагнетательных скважин. Кроме того, вода, используемая для закачки, в своем составе должна содержать: механических примесей менее 50 мг/л; нефтепродуктов также менее 50 мг/л.

По заключению лаборатории сточных вод института ОАО «Гипростокнефть», пластовые сточные воды, сбрасываемые с УПН «Якушкинская», совместимы с пластовой водой основных продуктивных горизонтов Якушкинского месторождения.

### **- Методические подходы обоснования применения и анализ эффективности технологий воздействия на призабойную зону пласта**

Основными причинами снижения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, обуславливающих необходимость проведения обработок призабойных зон пласта (ПЗП), являются:

- отложение в поровом пространстве ПЗП асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО)
- образование в поровом пространстве высоковязких водонефтяных эмульсий (в результате глушения скважин водными растворами минеральных солей)
- закупорка поровых каналов ПЗП твердыми частицами мехпримесей, содержащимися в нагнетаемых и ремонтно-технологических жидкостях;
- выпадение в поровом пространстве ПЗП продуктов коррозии (окислы и закись железа) внутрискважинного и наземного оборудования, сульфида железа, механических примесей из нагнетаемых в пласт сточных вод;
- отложение в поровом пространстве труднорастворимых солей (карбонат кальция) в результате нагнетания вод, несовместимых с пластовыми водами, или при смешении вод разного состава.

При эксплуатации добывающих скважин, на всех стадиях разработки нефтяных объектов, требуется тщательный подбор скважин для проведения водоизоляционных работ (ВИР) по ограничению водопритока и обработок призабойных зон (ОПЗ) пласта по интенсификации добычи нефти. Как правило, низкая эффективность этих видов работ может быть связана как с применяемыми, не совсем правильно подобранными технологиями, так и со следующими причинами:

- изучение геологического строения и условий залегания коллекторов проводится только в районе самой скважины без взаимосвязи ее работы с окружающими скважинами;
- не учёт особенностей и неоднородности по скоростям фильтрации жидкости в области дренажа скважины;

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- незнание величины текущих (остаточных) извлекаемых запасов нефти в области, дренируемой скважиной.

Для оценки целесообразности проведения ВИР и ОПЗ пластов разработан новый комплексный подход выбора скважин, учитывающий состояние заводнения коллекторов не только в призабойной зоне, но и во всей области дренажа скважины.

### **- Анализ применяемых технологий обработки призабойных зон добывающих скважин на Якушкинском месторождении**

В условиях преимущественной разработки залежей нефти Якушкинского месторождения в последний период времени с применением системы ППД, основными способами интенсификации добычи нефти являются обработки призабойных зон добывающих скважин.

В ходе разработки месторождения испытывались различные технологии ОПЗ, относящиеся к химическим, физико-химическим и физическим методам.

На залежах нефти Якушкинского месторождения основным видом воздействия на призабойную зону являются различные модификации скважинных кислотных обработок (СКО):

- растворение пород кислотой под давлением;
  - поинтервальный способ обработки призабойной зоны кислотой (направленные кислотные обработки);
  - СКО совместно с закачкой растворителя;
  - кислотные обработки призабойных зон с добавлением ПАВ.
- ### **- Анализ применяемых технологий обработки призабойной зоны нагнетательных скважин в коллекторах Якушкинского месторождения**

В настоящее время, учитывая современное состояние развития и эффективности системы ППД, технологии ОПЗ в нагнетательных скважинах являются основным методом увеличения нефтеотдачи пластов за счет увеличения приемистости последних и изменения направления фильтрационных потоков в районе заводнения. При этом следует учитывать снижение эффективности технологий СКО и возрастающую роль комплексного воздействия на пласты, предусматривающего, помимо увеличения приемистости пласта, различные способы перенаправления закачиваемого агента в слабо дренируемые области коллектора.

Для увеличения приемистости нагнетательных скважин применялись соляно-кислотные обработки, их сочетание с водными растворами МЛ-80, а также глино-кислотные обработки с кислым фтористым аммонием (заменители плавиковой кислоты). В трех скважинах проведена обработка щелочным стоком производства капролактана.

С целью ограничения водопритока, в нагнетательные скважины Якушкинского месторождения проводится закачка резиновой крошки. Данный вид обработок на месторождении применяют с августа 1994 года. С момента начала работ дополнительно получено 113,4 тыс. тонн нефти. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности данного мероприятия, потому в последние годы данный вид работ стал одним из наиболее применяемых методов водоизоляции на Якушкинском месторождении.

**- ОПЗ в нагнетательных скважинах Якушкинского месторождения, направленные на восстановление приемистости пластов.**

За рассматриваемый период в нагнетательных скважинах проведены 83 кислотные обработки, за счёт чего из реагирующих эксплуатационных скважин дополнительно получено 126,794 тыс. тонн нефти. Необходимо отметить, что не все обработки нагнетательных скважин принесли положительные результаты.

По пласту А4 проведено 36 соляно-кислотных обработок. В результате дополнительная добыча нефти на одну скважину составила в среднем 52,5 тыс. тонн, средняя продолжительность эффекта 15 месяцев. Увеличение приемистости по нагнетательным скважинам – около 53 м<sup>3</sup>/сут. В результате обработки соляной кислотой в сочетании с водными растворами МЛ-80 средняя дополнительная добыча нефти на одну добывающую скважину составила 64,4 тонн в месяц при продолжительности эффекта 17 месяцев

В результате 17 СКО пласта А3 в сочетании с плавиковой кислотой, а также водными растворами МЛ-80, дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 52 тонны в месяц при продолжительности эффекта 12 месяцев. Совместно пласты А3+А4 обрабатывались 28 соляно-кислотными обработками. Эффект при этом в среднем составил 36,3 дополнительно добытых тонн в месяц по скважине на протяжении 12 месяцев. Приемистость нагнетательных скважин в среднем увеличилась на 34 м<sup>3</sup>/сут.

По пласту В1 дважды подвергалась обработке скважина № 1077. В результате первой закачки соляной кислоты в сочетании с плавиковой, дополнительная добыча нефти составила 9 тонн в месяц по реагирующей скважине, при этом наблюдалось снижение обводненности на 6 %. Приемистость нагнетательной скважины увеличилась на 8 м<sup>3</sup>/сут. Вторая закачка соляной кислоты оказалась менее эффективной.

В результате оценки эффективности технологий ОПЗ (159 скважинно-операций) можно сделать следующие выводы: удельные показатели эффективности технологий, свидетельствуют о целесообразности их дальнейшего применения в условиях Якушкинского месторождения.

**- Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт и призабойную зону пласта**

В качестве рабочего агента для воздействия на продуктивные пласты в условиях Якушкинского месторождения в настоящее время используется сточная пластовая вода, сбрасываемая с УПН «Якушкинская», а также вода серпуховского яруса и верхнефранковско-фаменского карбонатного комплекса.

Для воздействия на призабойную зону пласта, могут быть задействованы самые различные комбинации химических реагентов и поверхностно-активных веществ в зависимости от ставящихся задач и причин осложнений, возникших при эксплуатации скважины. С целью восстановления и увеличения проницаемости пород-коллекторов в призабойной зоне добывающих скважин (ее нефтенасыщенной части), предлагается следующий комплекс возможных технологий ОПЗ и ВИР.

**- Комплексная технология селективной изоляции водопритока в добывающих скважинах на основе инвертной дисперсии Дисин**

Опыт применения данной комплексной технологии показывает, что значительную роль в успешности ее применения играет правильный выбор скважин для воздействия и строгое соблюдение технологии проведения. Сущность



комплексного воздействия заключается в следующем: в скважины, в которых произошел прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам, закачивается инвертная дисперсия Дисин, после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию.

Признаком прорыва воды по трещинам, кавернам и крупным порам, в первую очередь, является быстрое обводнение добываемой жидкости до 80-99 % в течение короткого времени при наличии значительных геологических или извлекаемых запасов в зоне действия данной скважины. Для выявления таких скважин необходимо исследовать профиль притока методом РГД или другими гидродинамическими методами исследования скважин, а также привлекать современные автоматизированные методы геолого-математического моделирования.

Технологический эффект определяется по приросту дебита, снижению обводненности, изменению динамического уровня или по интегральным характеристикам вытеснения.

После завершения технологического эффекта или очередного текущего ремонта, скважину исследуют гидродинамическими и геолого-физическими методами для принятия решения о повторном применении комплексной технологии.

### **- Увеличение приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин в осложненных условиях технологией глубокой очистки призабойной зоны пласта**

Снижение или даже полное отсутствие приемистости у нагнетательных и притока в добывающих скважинах в процессе их эксплуатации, в основном, связано с загрязнением поровых каналов в призабойной зоне пласта (ПЗП) механическими и различного рода взвешенными частицами, находящимися в закачиваемой в пласт воде, продуктами реакции при взаимодействии закачиваемой воды с породой пласта и с пластовой водой, асфальтосмолопарафинистыми отложениями. Кроме того, загрязнение ПЗП может возникать при проведении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Для очистки призабойных зон скважин и увеличения приемистости и продуктивности используются химические, физические, физико-химические, тепловые и термохимические методы.

### **- Применение коллоидно-дисперсных реагентов для изоляции воды**

В настоящее время одной из наиболее актуальных проблем в нефтедобывающей промышленности является изоляция избыточного водопритока. Обводненность большинства разрабатываемых месторождений очень высока; в среднем в мире соотношение объемов добываемой нефти и воды составляет 1:3. Причиной высокой обводненности является прорыв воды через участки пласта с наибольшей проницаемостью и трещинам, а также вследствие технологических проблем (заколонные перетоки, течи в обсадной колонне и др.)

Для решения проблем с избыточным водопитоком применяются гелеобразующие составы и гели (на основе органических полимеров и биополимеров (полиакриламида, ксантана) и неорганических веществ (хлорида алюминия, силиката натрия)).

Для трещиновато-поровых коллекторов Якушкинского месторождения рекомендуется провести расширенные опытно-промышленные испытания лучших

вариантов коллоидно-дисперсных реагентов с применением механохимических технологий.

### **- Прочие физико-химические технологии повышения продуктивности добывающих скважин**

В зависимости от конкретных причин снижения продуктивности скважин, возможны следующие варианты проведения обработок: технологическая жидкость (углеводородный растворитель) +ПАВ, технологическая жидкость (композиция: углеводородный растворитель + деэмульгатор) + ПАВ, технологическая жидкость (композиция: углеводородный растворитель + ПАВ) - раствор ингибированной кислоты.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологическому проекту Якушкинского месторождения Самарской области, АО «Самаранефтегаз», НПО «Нефтегазтехнология».

## **АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, ПЛАСТА Б<sub>2</sub> ЦЕНТРАЛЬНОГО КУПОЛА СЕВЕРО-КАМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*Ю.А. Головина*

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия  
golovina\_ua@mail.ru*

### ***Аннотация***

Рассмотрены причины отказов работы оборудования по добывающему фонду пласта Б<sub>2</sub> центрального купола Северо-Каменского месторождения. На Центральном куполе в скважинах, оборудованных УЭЦН, за текущий год произошло 6 отказов погружного оборудования. Средняя наработка на отказ по скважинам, оборудованным УЭЦН, составила 185 суток. Основными причинами отказов скважин, оборудованных УЭЦН, являются: снижение производительности насоса (3 отказа). Рассмотрены мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин. Даны рекомендации по сокращению преждевременных отказов УЭЦН.

**Ключевые слова:** скважина, УЭЦН, наработка на отказ, межремонтный период, производительность насоса, дебит жидкости, протектор, электродвигатель, кабель.

Основными критериями работы УЭЦН является наработка на отказ и межремонтный период. Все причины выходы из строя установок УЭЦН делятся на две группы:

- причины выхода из строя электрооборудования;
- причины выхода из строя механической части.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На пласт  $B_2$  Центрального купола Северо-Каменского месторождения пробурено 58 скважин, из которых 38 находятся в действующем добывающем фонде, 7 скважин находятся под закачкой, 2 скважины переведены в поглощение на другой горизонт, 5 скважин находятся в пьезометрическом фонде, 6 скважин ликвидировано [ 1].

Распределение фонда скважин пласт  $B_2$  Центрального купола Северо-Каменского месторождения представлена на рисунке 1.

На рисунке 2 приведено распределение скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмеру насоса.

На Центральном куполе в скважинах, оборудованных УЭЦН, за текущий год произошло 6 отказов погружного оборудования. Средняя наработка на отказ по скважинам, оборудованным УЭЦН, составила 185 суток. Преждевременными отказами подземного оборудования считаются отказы с наработкой до 180-ти суток. Таких отказов за текущий год было 4. Причинами отказов скважин, оборудованных УЭЦН, являются: снижение производительности насоса (3 отказа),  $R=0$  (3 отказа).



Рисунок 1- Распределение фонда скважин пласта  $B_2$  центрального купола



Рисунок 2- Распределение скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмеру насоса

Как видно из анализа причин отказов большинство отказов наблюдается по причине снижения производительности насоса (Рисунок 3).

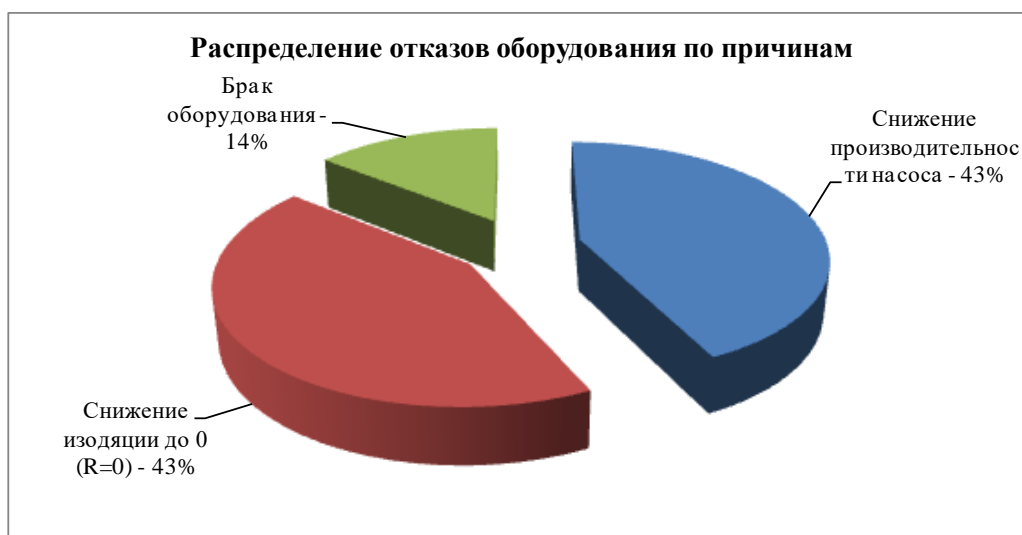


Рисунок 3- Распределение отказов оборудования по причинам

В целом отклонений в работе установок ЭЦН нет, но около 50% фонда скважин работают за пределами рабочей области подачи насосов, в таких скважинах, рекомендуется во время текущего ремонта провести ревизию насосов и оборудования на оптимальное для режима работы данных скважин.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дебиты жидкости этих скважин находятся за пределом границы рабочей области подачи насосов, т. е. режимы работы электроцентробежных насосов не соответствуют характеристикам «Q-H» для данных типоразмеров насосов. Все остальные скважины работают в оптимальном режиме.

Смена типоразмеров данных насосов позволит эксплуатировать установку ЭЦН в «рабочей части». При этом величина отклонения КПД насоса от максимального значения будет менее 20%.

Проведение оптимизации режима работы данных скважин позволит снизить затраты на электроэнергию, увеличить межремонтный период работы скважин, а следовательно уменьшить затраты на текущий ремонт и увеличить количество добываемой нефти.

Основными причинами ремонтов скважин послужили эксплуатационные причины и отказы по узлам УЭЦН. Распределяются причины ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН следующим образом:

1. Насос:- износ рабочих органов насоса - 14;- проворот шлицевой муфты – 1;
2. ПЭД:- электропробой обмотки статора ПЭД – 12;
3. Гидрозащита:- пропуски торцевых уплотнений - 5; конструктивный недостаток гидрозащиты - 1;- слом вала протектора – 1;
4. Кабель:- электропробой кабеля – 7;
5. Эксплуатационные причины:- засорение рабочих органов насоса вязкой нефтью - 4; - засорение рабочих органов насоса - 3;- не герметичность НКТ - 3.

Периодичность проведения работ по предотвращению влияния факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, приведена в таблице 1.

Таблица 1- Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ пп	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность
1	Промывка призабойной зоны скважин и глубинного оборудования 0,1-0,3 % водным раствором МЛ-80 или обработка растворителями АСПО.	Трудноосваиваемые скважины и скважины с интенсивным отложением парафина	При подземном ремонте, обработка растворителями не реже одного раза в полгода.
2	Ввод в скважины ингибитора коррозии через дозирующее устройство на устье	Скважины с интенсивной коррозией подземного оборудования	Постоянно
3	Ввод в скважины ингибитора парафиноотложения постоянно (через дозирующее устройство на устье) или периодически.	Скважины с интенсивным отложением парафина	Не реже одного раза в три месяца

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

№ пп	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность
4	Ввод ингибитора солеотложения	При наличии отложения солей	Не реже одного раза в два месяца

Из всего вышеперечисленного видно, что основными причинами низкого межремонтного периода скважин являются: износ рабочих органов насоса и засорение рабочих органов насоса вязкой нефтью.

По причине высокой вязкости нефти скважины работают с заниженными подачами.

Нормальная работа добывающих скважин нарушается по разным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы, либо к существенному уменьшению дебита. Причины прекращения работы скважины или снижения её дебита могут быть самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, из-за изменения пластовых условий, коэффициентов продуктивности, из-за прекращения подачи электроэнергии, из-за прекращения откачки или транспортировки жидкости и т. д.

Установка ЭЦН имеет несколько видов защит, первоначально предусмотренные конструкцией.

Над насосом устанавливаются обратный и сливной клапаны. Обратный клапан тарельчатого типа с направляющим штоком, служит для предотвращения обратного вращения насоса при его остановке и защиты ПЭД от перегрузки и проворота вала при повторном запуске установки.

Для защиты электродвигателя от попадания в него жидкости из скважины устанавливается протектор.

Управление и контроль за работой насоса автоматизированы и осуществляются при помощи станции управления.

Станция управления обеспечивает:

- отключение без выдержки времени при токах короткого замыкания в силовой цепи;
- отключение электродвигателя при перегрузке по току более чем на 15-20% номинального с выдержкой времени до 20 с.;
- отключение электродвигателя с выдержкой времени 1,5 с при увеличении тока более чем на 40-70% номинального;
- отключение электродвигателя при снижении нагрузки по току более чем на 15% от установившегося рабочего значения с выдержкой времени до 20 с.;
- контроль за силой тока электродвигателя и напряжением сети.

Все защиты, предусмотренные конструкцией установки, никак не защищают ее от физико-химического воздействия добываемой продукции - вязкости нефти, обводненности, газосодержания, высокого содержания механических примесей и др.

Проведя анализ ремонтов скважин, можно прийти к выводу, что основной причиной выхода из строя УЭЦН является влияние высокой вязкости добываемой продукции на рабочие органы насоса. Высокое значение вязкости жидкости

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

приводит к снижению напора, подачи и КПД насоса. При этом потребляемая мощность при одинаковой плотности - возрастает.

Для увеличения МРП предложены следующие мероприятия:

1. Рекомендуются произвести замену НКТ в 40-50% скважинах;
  2. Произвести ГТМ по смене глубины спуска и типоразмера насосов, работающих в осложнённых условиях;
  3. Усилить контроль за работой и ремонтом скважин со стороны технологов и геологов;
  4. Периодически осуществлять промывку и очистку забоев нефтяных скважин;
  5. Выполнять ГТМ по сокращению фонда часто ремонтируемых скважин;
- Для сокращения преждевременных отказов УЭЦН необходимо:
1. Пересмотреть отборы жидкости по отдельным скважинам, создав «щадящий» режим эксплуатации ЭЦН;
  2. Усилить контроль и ответственность за монтажом ЭЦН, за скоростью спуска установки и за бережным обращением с кабелем во время СПО;
  3. При засорении приёмной сетки насоса не производить монтаж новой установки без промывки забоя.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Каменского нефтяного месторождения Самарской области, ООО "СамараНИПИнефть», 2021.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН ИЗБЫТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН

*Ю.А. Головина, Е.И. Соболева*

*Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия  
golovina\_ua@mail.ru, soboleva.ei@mail.ru*

### *Аннотация*

Рассмотрена проблема обводненности добывающего фонда скважин. Приведены причины высокой обводненности скважин. Выполнен анализ причин избыточной обводненности добывающего фонда скважин на основе анализа диагностического графика зависимости водонефтяного фактора и его производной от времени. Выделены три основных процесса, имеющих наибольший вклад в характеристику работы фонда скважин.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Ключевые слова:** скважина, обводненность, диагностический график, промыслово-геофизические исследования, конусообразование, водонефтяной фактор.

Проблема обводненности скважин является очень важной при разработке нефтяных и газовых месторождений. Уменьшение количества добываемой воды приведет к уменьшению эксплуатационных расходов, как-то затраты на подъем воды, на сепарацию, на защиту от коррозии и отложения солей, а также позволит увеличить добычу нефти [1]. В таблице 1 приведены различные причины высокой обводненности скважин, разбитые по категориям.

Таблица 1- Причины высокой обводненности скважин

<b>Категория А: Стандартные методы обработки.</b>
1. Нарушение герметичности обсадной колонны без ограничений потока.
2. Нарушение целостности цементного кольца без ограничения потока.
3. Скважины без ГРП (нагнетательные и добывающие) без перетоков.
<b>Категория Б: Гелиевая обработка.</b>
4. Нарушение герметичности обсадной колонны с ограничением потока.
5. Нарушение целостности цементного кольца с ограничением потока.
6. Двухмерный конус обводнения (гидравлическая трещина, связанная с водоносным горизонтом)
7. Система естественных трещин, связанная с водоносным горизонтом.
<b>Категория В: Обработка сформированными гелями.</b>
8. Трещины, пересекающие наклонную или горизонтальную скважины.
9. Трещина, образующая канал между скважинами.
10. Система естественных скважин, образующая канал между скважинами.
<b>Категория Г: Наиболее трудные проблемы, которые нельзя решить с помощью гелиевой обработки.</b>
11. Трехмерный конус обводнения.
12. Образование языков обводнения.
13. Межпластовые перетоки.

Наиболее простым способом получения информации о причинах роста обводненности скважины является, конечно, промыслово-геофизические исследования. Однако в условиях принятия оперативных решений бывает невозможно провести подобные исследования на интересующей скважине, в этом случае могут помочь аналитические методы определения причин избыточной обводненности добывающего фонда скважин. Среди таких аналитических методов можно выделить анализ диагностического графика зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной от времени (ВНФ’);



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ причин избыточной обводненности добывающего фонда скважин проводится на основе анализа диагностического графика зависимости водонефтяного фактора и его производной от времени [2].

Методика разработана путем систематического изучения числовых моделей, описывающих состояние скважины во время добычи. Выделяется три основных процесса, имеющих наибольший вклад в характеристику работы фонда:

- конусообразование, вызванное движением ВНК (в случае наличия подошвенных вод), либо прорывом воды по высокопроницаемому пропластку с последующим снижением нефтенасыщенности по другим горизонтам в призабойной зоне (рисунок 1);
- обводнение скважины по высокопроницаемым пропласткам, наиболее актуально в случае одновременной эксплуатации нескольких пластов или пластов с высокой неоднородностью по проницаемости;
- проблемы в прискважинной зоне связанные с не герметичностью обсадной колонны или пакера, а также низкое качество цемента, приводящее к перетокам из водоносных горизонтов (ЗКЦ);

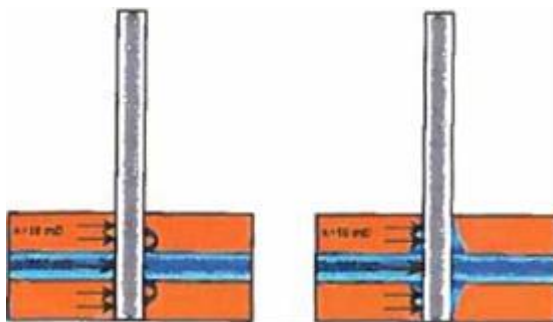


Рисунок 1 - Изменение водонасыщенности призабойной зоны пласта в момент прорыва воды по высокопроницаемому пропластку

Было доказано, что зависимость значения обводнённости скважины от времени представлена в билогарифмических координатах, имеет характерную форму в различных случаях, что даёт возможность оперативно оценить причины роста обводнённости и избыточной добычи воды. Эта методика была опробована на скважинах различных месторождений. Необходимо отметить, что данная оценка является предварительной, что связано с тем, что в большинстве случаев значения дебита воды и нефти имеют определённые погрешности, связанные с технологией проведения замеров. В связи с этим при окончательном выборе кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий все-таки необходимо опираться на информацию по ГДИС и ПГИ [1].

При анализе используются графики, построенные по данным истории разработки, которые включают в себя:

- данные об эксплуатации месторождения с начала его разработки или с начала заводнения (по нефти и воде);
- водонефтяное отношение и его производная по времени;
- накопленная добыча нефти или коэффициент извлечения;
- снижение дебита нефти.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Данная информация позволяет составить комплексную картину истории и текущего состояния разработки и оценить остаточный потенциал скважин. Это является одним из критериев выбора скважин-кандидатов для ГТМ [3].

Наиболее эффективным при определении причин быстрого роста обводненности скважины, является использование графика зависимости водонефтяного фактора (а не обводненности) и его производной от времени.

На рисунке 2 приведен пример, демонстрирующий различия в форме кривых зависимости водонефтяного отношения от времени для двух случаев: конусообразования и прорыв по высокопроницаемому каналу [1].

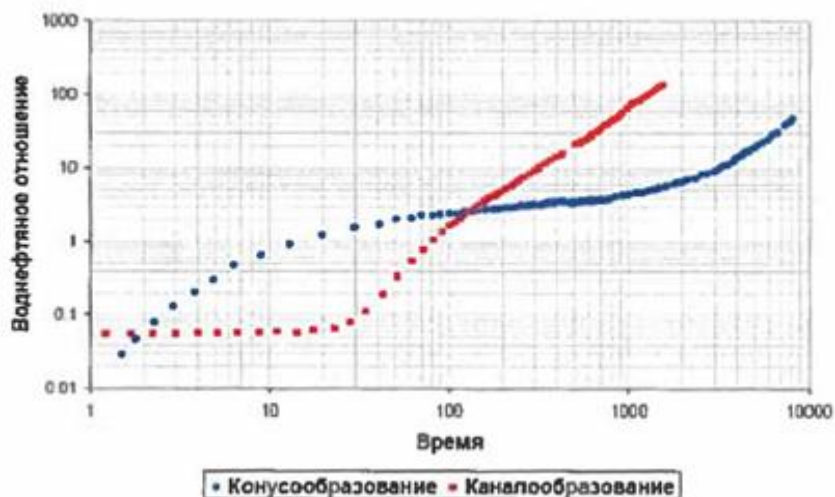


Рисунок 2- Сравнение кривых ВНФ для случаев конусообразования и прорыва по высокопроницаемому каналу

Основываясь на данном графике можно выделить три основных периода роста обводненности скважины. В течение первого периода кривая водонефтяного отношения остаётся относительно полой и отражает ожидаемую начальную добычу, которая определяется начальной водонасыщенностью, с распределением по коллектору, а также относительными фазовыми проницаемостями. Длительность этого периода зависит от проницаемости пласта, активности законтурной области, его окончание определяется отклонением от постоянного значения [3].

Во время второго периода ВНФ растёт во времени. Темпы роста и форма кривой зависят от того, какой механизм преобладает в пласте, так, на рисунке 2 видны существенные отличия.

В случае прорыва воды по высокопроницаемому каналу добыча воды достаточно резко увеличивается, это сопровождается существенным ростом ВНФ. Наклон кривой зависит от фазовых проницаемостей насыщающих пород флюидов и начальной нефтенасыщенности. В конце этого периода темпы роста могут снижаться, что свидетельствует об истощении первого обводнившегося пропластка. Затем ситуация может повториться (опять резкий рост, затем замедление) в случае прорыва по второму пропластку. Переходный период может быть различным по длительности и в общем случае время его продолжительности зависит от соотношения проницаемостей объектов, дренируемых скважиной. Чем выше

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

разнородность по проницаемости, тем заметнее будет переходный период. Как показывает опыт аналогичных работ, проведённых по другим залежам, при соотношении проницаемостей ниже 4-х переходный период не будет заметен, при существующей дискретности данных (регулярность замеров - каждые 30 дней).

В случае конусообразования ВНФ растёт достаточно медленными темпами, постепенно приближаясь к постоянному значению в конце этого периода. В это время конус воды растёт не только вертикально вверх, но и в радиальном направлении. В данном случае насыщенность в пределах конуса снижается до значения остаточной нефтенасыщенности [2].

Поскольку фазовые проницаемости становятся выше при росте насыщенности по несущей фазе, то во время третьего этапа в случае конусообразования ВНФ начинает нарастать значительными темпами, поскольку конус играет роль высокопроницаемого канала, и вода быстро прорывается к перфорационным отверстиям.

При прорыве воды, на третьем этапе ВНФ продолжает расти теми же темпами.

Применение графиков с отображением производной ВНФ связано с тем, что третий этап и в том и другом случае имеют схожий вид, а данные по первому, а зачастую и второму промежутку могут быть недоступны, или иметь недостаточную дискретизацию (данные о добыче за определенный период имеются лишь по годам). Соответственно в большинстве случаев трактовка может быть неоднозначной.

На рисунке 3 приведен пример прорыва воды по высокопроницаемому каналу, в данном случае хорошо видно, что производная ВНФ демонстрирует уверенный рост, т.е. имеет приблизительно постоянный и положительный угол наклона во время второго и третьего периодов.

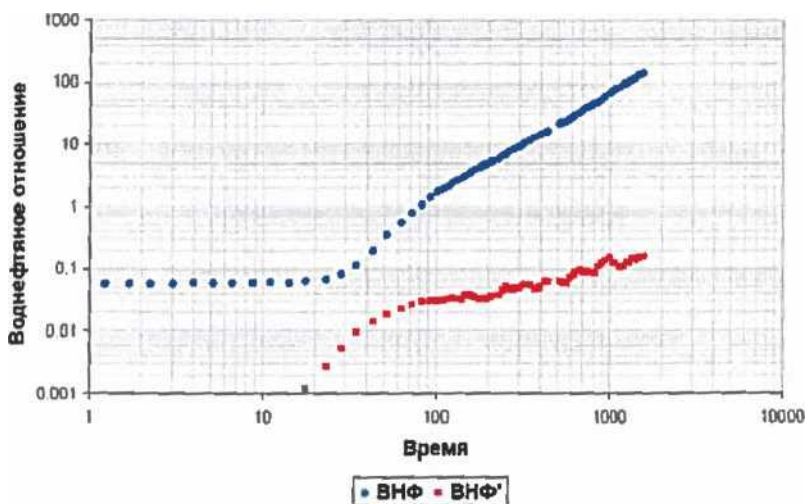


Рисунок 3- Зависимость ВНФ и ВНФ' от случаев прорыва воды по высокопроницаемому пропластку

Существенное отличие мы можем наблюдать на рисунке 4. Конусообразование характеризуется изменяющимся отрицательным наклоном в

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

начальный период времени, третий период времени связан с увеличением производной ВНФ (конус работает как канал).

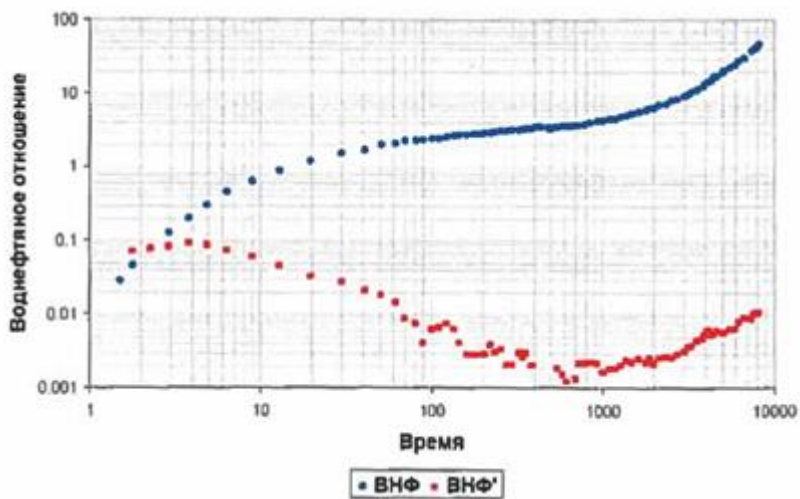


Рисунок 4- Зависимость ВНФ и ВНФ' от времени для случаев конусообразования

В том случае, если нарушена герметичность эксплуатационной колонны, что привело к образованию заколонных перетоков, зависимость водонефтяного отношения от времени резко увеличивается и характеризуется значительным разбросом значений.

Одним из условий успешно проведенного анализа являются достаточно частые данные, рекомендуется использовать пробы, отбираемые ежедневно, допуская использования помесечных замеров.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Писарев М.О. Методы интенсификации и повышения нефтеотдачи, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, ТПУ, г. Томск, 2009 г.
2. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – С. 44-67.
3. Куликов А.Н., Никишов В.И. Исследование особенностей обводнения скважин нефтяных залежей различного типа при проведении ГТМ с целью планирования мероприятий по ограничению добычи воды // Интервал. – 2007. – № 8. – С. 27-31.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО  
ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*А.И. Гадиева*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт*

**Ключевые слова:** *поздняя стадия разработки, нестационарное заводнение, фильтрационные потоки, перепад давления, пропластки, коэффициент нефтеизвлечения, разработка месторождений, пластовое давление, забойное давление, гидродинамическая связь, период закачки*

**Аннотация:** Большинство нефтяных месторождений обводняются закачиваемой водой неравномерно, в связи с высокой зональной и послойной неоднородностью нефтяных пластов. Вода в первую очередь прорывается по наиболее проницаемым слоям к добывающим скважинам, оставляя «целики» нефти по площади и разрезу залежей, обводняя добывающие скважины. Огромные объемы извлекаемой воды затрудняют процесс добычи и подготовки нефти. Большая часть закачиваемой воды по избранным каналам, как по сообщающимся сосудам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, поступает из нагнетательной скважины в добывающую; после извлечения ее на поверхность и проведения трудоемких и энергоемких работ по ее подготовке снова закачивается в пласт и так далее. Одним из самых эффективных методов регулирования заводнения в условиях неоднородных, слоистых и трещиноватых коллекторов является циклическое заводнение залежи.

**The effectiveness of the application of non-stationary flooding of oil fields**

**Aliya I. Gadieva**

**Almetyevsk State Oil Institute**

**Key words:** late stage of development, unsteady flooding, filtration flows, pressure drop, interlayers, oil recovery coefficient, field development, reservoir pressure, bottom-hole pressure, hydrodynamic coupling, injection period.

**Annotation:** Most oil fields are watered by the injected water unevenly, due to the high zonal and layered heterogeneity of oil formations. First of all, water breaks through the most permeable layers to the producing wells, leaving "whole" oil in the area and section of deposits, flooding the producing wells. Huge volumes of extracted water complicate the process of oil extraction and preparation. Most of the injected water through selected channels, as through communicating vessels, without performing useful work to displace oil, comes from the injection well into the producing one; after extracting it to the surface and carrying out labor-intensive and energy-intensive work on its preparation, it is pumped back into the reservoir and so on. One of the most effective methods of regulating flooding in conditions of heterogeneous, layered and fractured reservoirs is cyclic flooding of the deposit.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Физический смысл циклического заводнения определяется «увеличением упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды», что создает внутри пласта перепады давления и перетоки жидкости между пропластками разной проницаемости. Это способствует перераспределению жидкости в пласте за счет капиллярных сил. Наибольший эффект от применения циклического заводнения наблюдается в неоднородных продуктивных коллекторах. Периодическое изменение по величине и направлению перепадов давления в пропластках различной проницаемости приводит к проникновению закачиваемой воды в участки продуктивного пласта, неохваченные обычной закачкой, то есть в застойные нефтяные зоны.

Образовавшиеся градиенты гидродинамических давлений между неоднородными по проницаемости слоями способствуют интенсификации перетоков жидкости из одних пропластков в другие. Вместе с этим происходит и изменение направления потоков воды. Все это способствует расширению границ вытеснения по толщине и простираию продуктивных пластов. Таким образом, вовлекаются в разработку запасы нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных слоев, зон и блоков. Установлено, что чем выше сжимаемость пластовой системы, тем больше по величине должны быть градиенты давления и, соответственно, интенсивнее перетоки жидкости между неоднородными по проницаемости слоями нефтенасыщенных пород. На гидродинамические перетоки существенное влияние оказывают капиллярные силы. Оба эти процесса взаимосвязаны и дополняют друг друга.

Эффективность циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте зависит не только от степени неоднородности продуктивного коллектора, режима воздействия и других технологических факторов, но и от реологических свойств пластовых флюидов. На месторождениях с повышенной и высокой вязкостью нефти в пластовых условиях из-за явления вязкостной неустойчивости происходят опережающие, преждевременные прорывы воды к забоям добывающих скважин. При этом остаются (создаются) большие невыработанные нефтенасыщенные зоны. Применение циклического заводнения в этих условиях дает большой эффект.

Ниже представлен график зависимости коэффициента нефтеизвлечения от полуцикла закачки, и сравним эффективность нестационарного заводнения от стационарного (График 1).

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

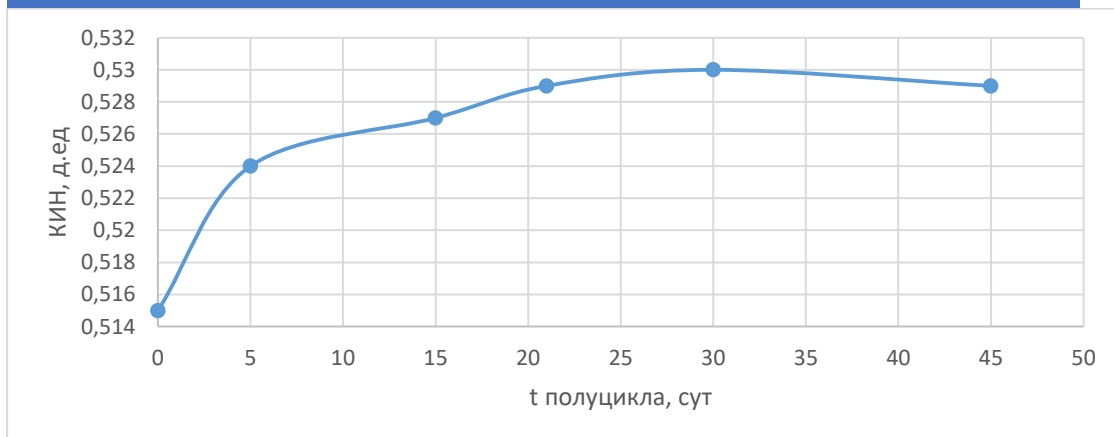


График 1 - Зависимость КИН от времени полуцикла закачки

Как видно из графиков, эффективность нестационарного заводнения превышает результаты обычного заводнения — при одинаковых объемах закачанной воды, коэффициент нефтеизвлечения превышает значения стационарного заводнения во всех случаях. Представленное сравнение позволяет сделать вывод, что нестационарное заводнение является более эффективным методом увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах, в отличие от стационарного. Данный эффект достигается благодаря перераспределению давлений между разными по проницаемости пропластками. В то же время, видно, что наибольший КИН достигается при полуцикле закачки 30 сут — при возрастании времени полуцикла до 30 суток КИН увеличивался, но при полуцикле закачки 45 суток, пласт начинает быстрее обводняться, что и сказывается на меньших значениях  $Q_n$  и КИН.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азаматов В.И., Глумов И.Ф. Коэффициент вытеснения нефти водой в условиях Ромашкинского месторождения. Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта // Тр.ТатНИИ- 1964. - Вып.V1.с.273-281.
2. Азаматов В.И., Свихнушин Н.М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа М: Недра-1976.-216 с.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М: Недра, 1982,407 с.
4. Акишев ИМ Строение терригенного девона востока Татарии и некоторые закономерности размещения в нем залежей нефти.// Тр.ТатНИПИнефть. -Вып. VI.-1964.-с. 16-30.
5. Алеев Ф И. Определение периода циклического заводнения с помощью модели Лотки-Вольтерра Известия высших учебных заведений, №11, 1988.
6. Амелин ИД., Сургучев МЛ, Давыдов АВ. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М. Недра,1994. 308 с.

## СИНТЕЗ СИСТЕМЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ ПО СИГНАЛАМ ДАТЧИКОВ ТОКА

*А.В. Стариков, И.А. Косорлуков, К.М. Чубаров*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

*E-mail: star58@mail.ru*

Поддержание динамического уровня жидкости в скважине при механизированной добыче нефти является важной технической задачей, поскольку позволяет обеспечить длительный установившийся режим функционирования скважины с требуемым дебитом. Для решения этой задачи используют станции управления погружным оборудованием, оснащенные частотными преобразователями и контроллерами, с помощью которых реализуются замкнутые по датчику динамического уровня жидкости автоматические системы. Для измерения динамического уровня можно применять эхолоты, устанавливаемые на устье скважины [1, 2]. Но в нефтяной отрасли наибольшее распространение нашли термоманометрические системы, позволяющие контролировать динамический уровень посредством измерения давления жидкости на приеме насоса [3]. В обоих случаях контроль динамического уровня жидкости в скважине требует применения дорогостоящего оборудования. С другой стороны, станция управления погружным насосом имеет в своем составе программируемый контроллер, имеющий, как правило, большие вычислительные возможности. Эти возможности целесообразно использовать для косвенного определения динамического уровня жидкости в скважине, например, посредством наблюдателя, использующего при вычислении информацию датчика расхода, установленного на устье скважины. [4, 5]. Кроме того, станция управления и частотный преобразователь в ее составе оснащены датчиками тока, позволяющими контролировать режимы работы погружного электродвигателя.

В связи с этим целью проводимого исследования является синтез системы управления погружным центробежным насосом, осуществляющей вывод нефтяной скважины на стационарный режим и стабилизацию динамического уровня жидкости по сигналам датчиков тока.

Для решения поставленной задачи рассмотрим систему уравнений, связывающую ток  $I_{cy}$  на выходе станции управления погружным насосом с характеристиками повышающего трансформатора, погружного асинхронного двигателя, центробежного насоса и скважины, в статическом режиме [1 – 6]



$$\left. \begin{aligned}
 I_{cy} &= I_{xx.ТМПН} + k_{ТМПН} I_1; \\
 I_1 &= \sqrt{I_0^2 + \frac{(I_{1ном}^2 - I_0^2)M}{M_{ном}}}; \\
 M &= \frac{N_{нас}}{\omega} + M_0; \\
 N_{нас} &= \frac{H_{нас} Q_{нас} \rho g}{86400 \eta_{нас}}; \\
 H_{нас} &= H_{дин} + H_{тр} + \frac{P_{буф}}{\rho g} - H_z; \\
 Q_{нас} &= k_Q \omega,
 \end{aligned} \right\} (1)$$

где  $I_{xx.ТМПН}$  и  $k_{ТМПН}$  – ток холостого хода и коэффициент трансформации повышающего трансформатора;  $I_{1ном}$  – номинальный ток статора;  $I_0$  – ток холостого хода погружного двигателя;  $M_{ном}$  и  $M_0$  – номинальный момент и момент трогания (холостого хода) двигателя;  $H_{нас}$ ,  $Q_{нас}$ ,  $\omega$  и  $\eta_{нас}$  – напор, производительность, скорость вращения и коэффициент полезного действия погружного насоса;  $N_{нас}$  – мощность, подводимая к входному валу насоса;  $H_{дин}$  – динамический уровень жидкости в скважине;  $H_{тр}$  – потери напора на преодоление сил трения в насосно-компрессорных трубах при движении потока жидкости;  $P_{буф}$  – буферное давление на устье скважины;  $\rho$  – плотность нефтяной смеси;  $g$  – ускорение свободного падения;  $H_z$  – дополнительный напор, вызванный работой выделяющегося из жидкости газа;  $k_Q$  – коэффициент пропорциональности.

Решая систему (1) относительно  $H_{дин}$ , получим зависимость для расчета динамического уровня жидкости в скважине

$$H_{дин} = \frac{\left[ \left( \frac{I_{cy} - I_{xx.ТМПН}}{k_{ТМПН}} \right)^2 - I_0^2 \right] M_{ном} - \frac{86400 \eta_{нас} M_0}{k_Q \rho g} - H_{тр} - \frac{P_{буф}}{\rho g} + H_z}{\left[ I_{1ном}^2 - I_0^2 \right] \frac{k_Q \rho g}{86400 \eta_{нас}}} (2)$$

где коэффициент 86400 введен для учета того, что производительность погружных насосов для нефтяной промышленности определяется в кубических метрах в сутки.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Формула (2) позволяет разработать наблюдатель динамического уровня жидкости в скважине, основанный на измерении тока  $I_{cy}$  на выходе станции управления погружным насосом.

Используя наблюдатель в качестве датчика обратной связи, можно предложить систему стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оснащенной погружным центробежным насосом (рис. 1).

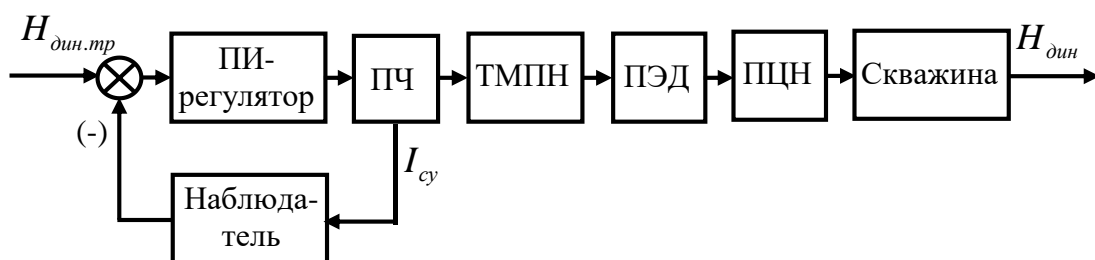


Рис. 1. Функциональная схема системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оснащенной погружным центробежным насосом

Она содержит пропорционально-интегральный (ПИ) регулятор, преобразователь частоты ПЧ, повышающий трансформатор ТМПН, погружной электродвигатель (ПЭД), погружной центробежный насос (ПЦН), скважину и наблюдатель динамического уровня, реализующий расчет по формуле (2). В качестве датчика обратной связи используется датчик тока станции управления погружным насосом или преобразователя частоты.

Для оценки работоспособности и точности предложенной системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине разработана ее расчетная модель в программной среде Matlab Simulink (рис.2).

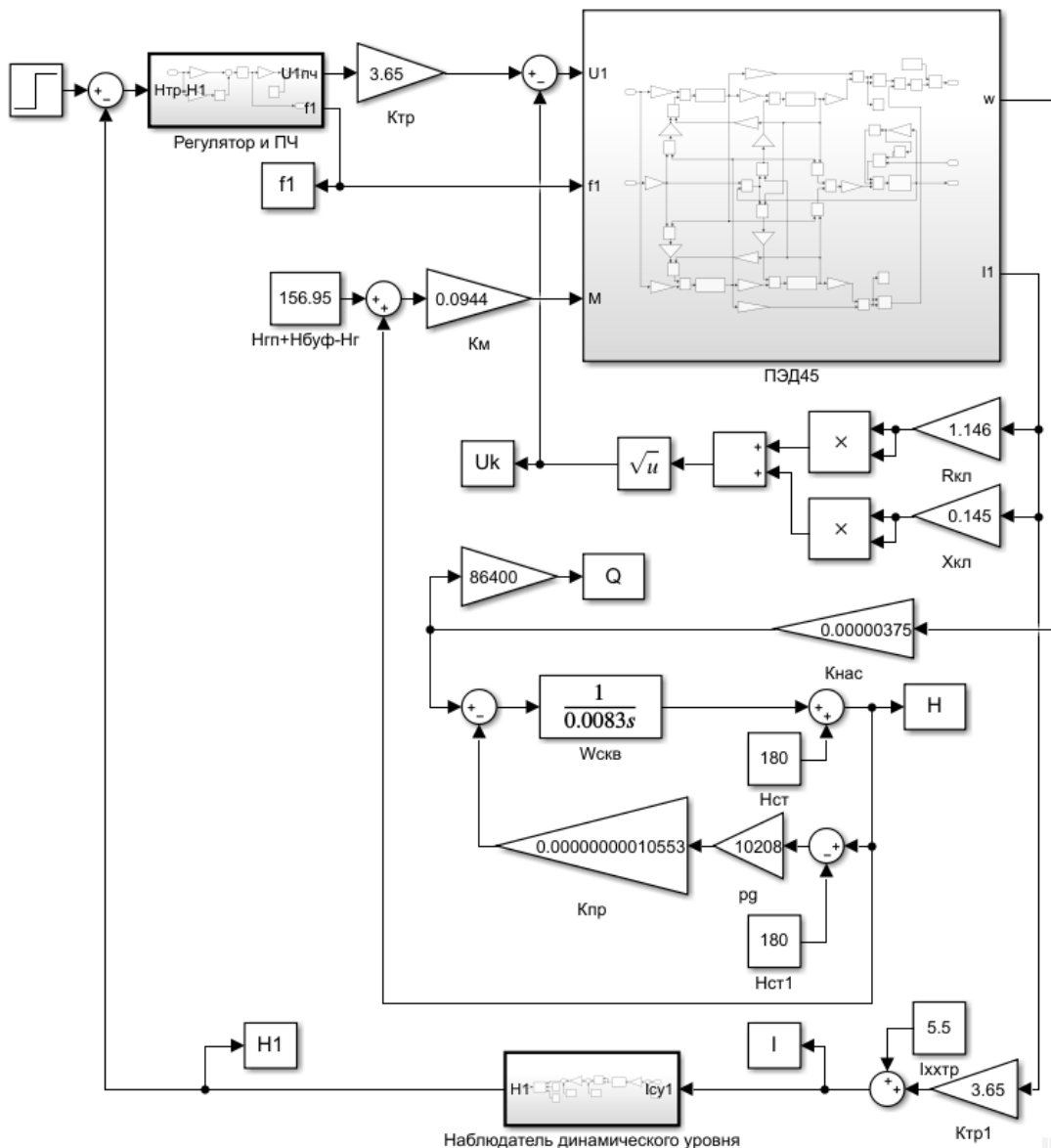


Рис. 2. Расчетная модель предложенной системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине

Она содержит подсистемы (расчетные модели) ПИ-регулятора и преобразователя частоты (рис. 3), ПЭД (рис. 4) и наблюдателя динамического уровня (рис. 5).

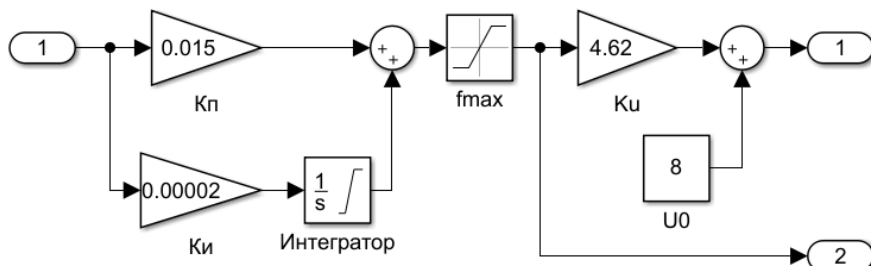


Рис. 3. Расчетная модель регулятора и преобразователя частоты

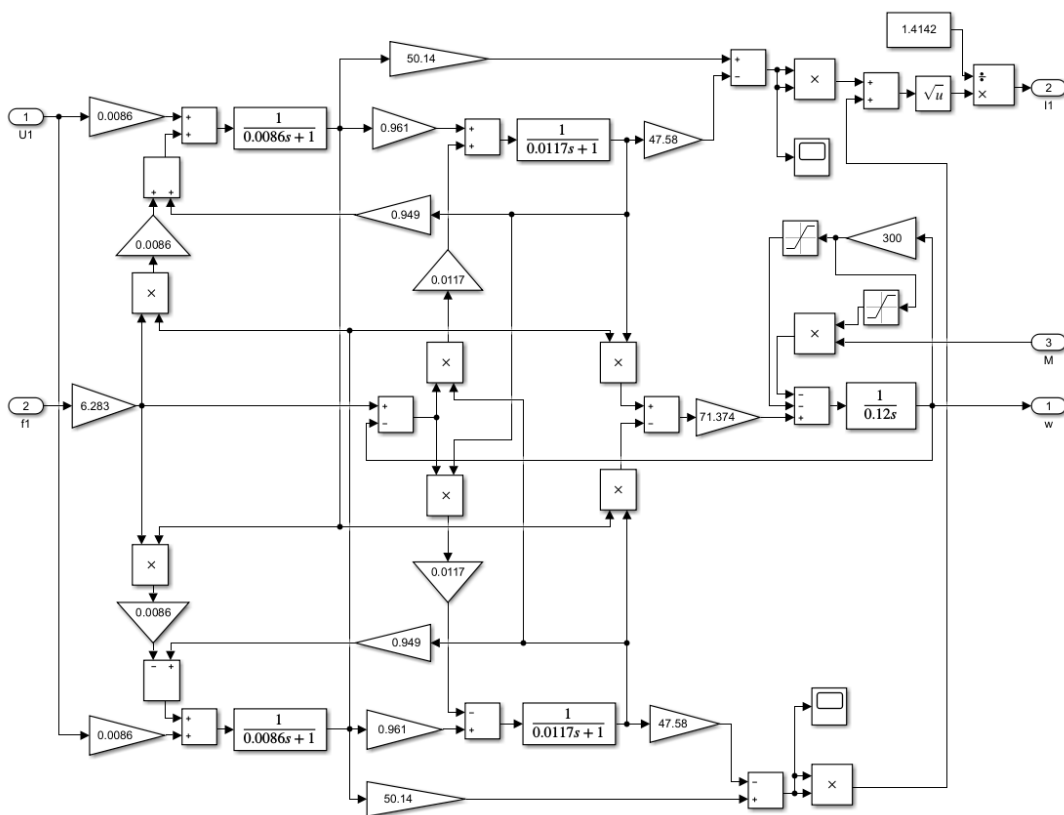


Рис. 4. Расчетная модель погружного электродвигателя

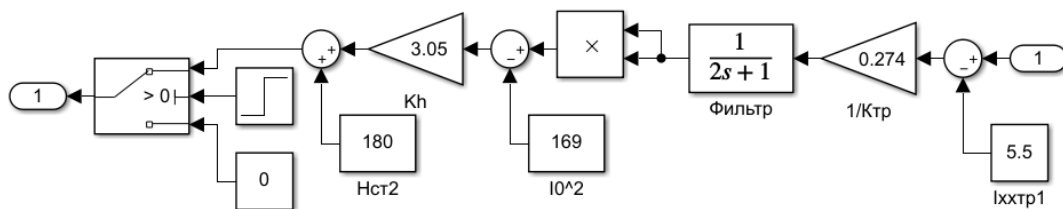


Рис. 5. Расчетная модель наблюдателя динамического уровня жидкости

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

в скважине

Параметры расчетной модели соответствуют некоторой гипотетической нефтяной скважине, оснащенной центробежным насосом ЭЦН5-125-1450, погружным двигателем ЭДТ45-103М1. Скважина имеет площадь затрубного пространства  $S_z = 0,0083 \text{ м}^2$ , плотность добываемой нефтяной смеси  $\rho = 1,041 \text{ кг/м}^3$ , коэффициент продуктивности нефтяного пласта  $k_{np} = 9,118 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{сут.}$ , статический уровень жидкости в скважине  $H_{ст} = 180 \text{ м}$ . Насос, имеющий при работе на воде номинальную производительность  $Q_{ном.в} = 125 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , характеризуется коэффициентом  $k_Q = 3,75 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{рад}$  и  $\eta_{нас} = 0,493$ . Рассматриваемый ПЭД имеет следующие характеристики:  $I_{1ном} = 27,5 \text{ А}$ ,  $I_0 = 13 \text{ А}$ ,  $M_{ном} = 151,6 \text{ Нм}$  и  $M_0 = 8,2 \text{ Нм}$ . Для согласования выходного напряжения преобразователя частоты с напряжением ПЭД используется повышающий трансформатор ТМПНГ100/3 с коэффициентом трансформации  $k_{ТМПН} = 3,65$  и током холостого хода  $I_{хх.ТМПН} = 5,5 \text{ А}$ . Приведенная расчетная модель также учитывает ограничение частоты на выходе ПЧ на уровне  $f_{1max} = 52 \text{ Гц}$  и тот факт, что требуемый динамический уровень жидкости в скважине должен быть равен  $H_{дин.тр} = 1147 \text{ м}$ , что соответствует дебиту скважины  $Q = 90 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Поскольку рассматриваемая модель системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине является существенно нелинейной, то синтез параметров ПИ-регулятора производился методом подбора в процессе моделирования.

Результаты моделирования показывают работоспособность системы стабилизации динамического уровня жидкости в скважине с наблюдателем. Действительно, график изменения динамического уровня жидкости в процессе вывода скважины на стационарный режим работы в конечном итоге приходит к требуемой величине в 1147 м (рис. 6).

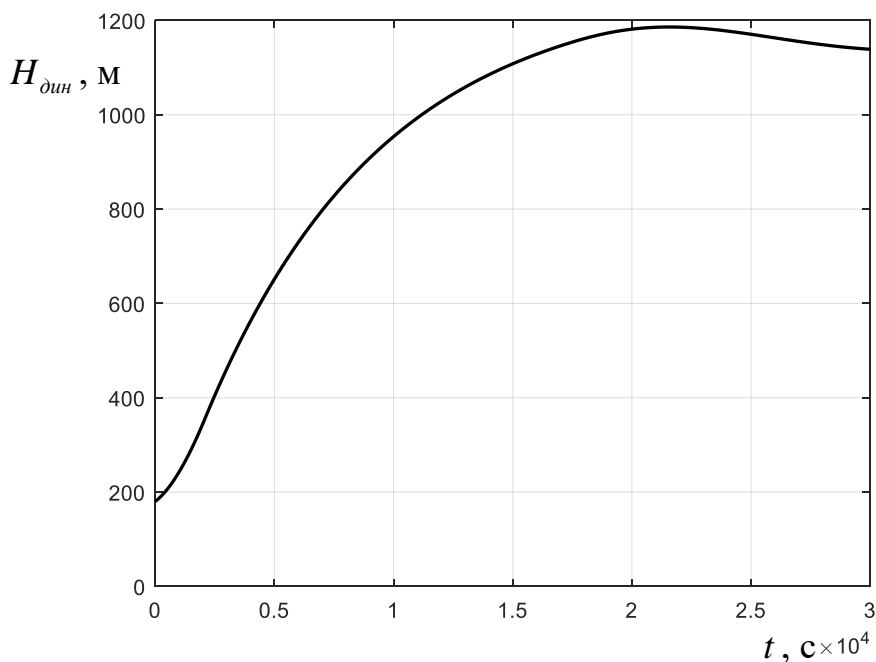


Рис. 6. График изменения динамического уровня жидкости в процессе вывода скважины на стационарный режим работы

При этом производительность насоса с течением времени стабилизируется на расчетном уровне  $Q = 90 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Однако, следует учитывать, что погрешность наблюдателя динамического уровня и всей системы стабилизации будет зависеть от точности датчиков тока, установленных в станции управления погружным насосом. Исследования показывают, что при классе точности датчиков тока 0,5 погрешность вычисления и стабилизации динамического уровня жидкости в скважине может достигать величины 30 м.

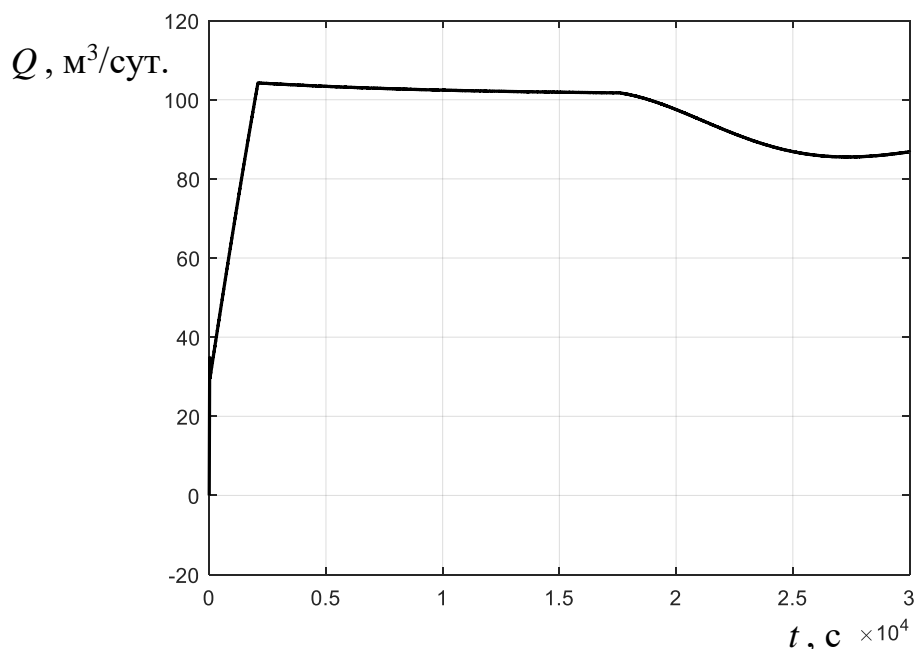


Рис. 7. График изменения производительности погружного насоса в процессе вывода скважины на стационарный режим работы

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать вывод, что при создании замкнутых систем управления погружными насосами, стабилизирующих динамический уровень жидкости в скважине, можно отказаться от применения дорогостоящих измерительных систем. При этом целесообразно использовать вычислительные возможности контроллера станции управления, позволяющие по сигналам датчика тока косвенно определять величину динамического уровня жидкости в скважине.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Живаева В.В., Стариков А.В., Стариков В.А. Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», №1 (23) – 2009. – Самара: СамГТУ, 2009. – С. 142 – 151.
2. Патент России № 2370673. Система управления погружным электроцентробежным насосом / В.В. Живаева, А.В. Стариков, В.А. Стариков (Россия) // Оpubл. 20.10.2009, Бюл. № 29.
3. Азаматов З.З. Опыт применения термоманометрических систем в ОАО «Сургутнефтегаз» / Инженерная практика, № 09, 2015.
4. Стариков А.В., Полежаев Д.Ю., Красненко В.Н. Анализ погрешности вычисления динамического уровня жидкости в скважине по сигналам датчика расхода / Ашировские чтения: Сб. трудов XII Международной научно-

- практической конференции. Том III. Проблемы энергетического обеспечения нефтегазового комплекса. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015 – С. 90 – 94.
5. Масляницын А.П. Автоматизация технологического процесса добычи нефти погружными центробежными насосами. Автореферат дис. канд. техн. наук. – Самара: СамГАСА, 1999. – 18 с.
6. Михайлов О.П. Автоматизированный электропривод станков и промышленных роботов. – М.: Машиностроение, 1990. – 304 с.

УДК 662.276

## АНАЛИЗ РАБОТЫ СТАЦИОНАРНОГО ОТСЕЧНОГО УСТРОЙСТВА (СОУ) В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

*В.А. Акулов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [NataliX99@mail.ru](mailto:NataliX99@mail.ru)*

*Аннотация:* авторами проведен технико – технологический анализ устройства и результатов работы СОУ нового поколения в условиях Крайнего Севера.

*Ключевые слова:* стационарное отсечное устройство, трубопровод, узел.

В настоящее время РФ является одним из мировых лидеров по добыче углеводородного сырья в условиях Крайнего Севера [1], что требует ускоренного внедрения узлов нового поколения, обеспечивающих надежную работу аппаратов в суровых условиях без непосредственного присутствия человека. Это является одной из основных проблем современной нефтегазовой отрасли страны [2], самостоятельно решить которую на местах удается далеко не всегда.

Поэтому представляло интерес рассмотреть устройство и результаты работы нового отсечного устройства, предназначенного именно для территорий с самыми суровыми условиями.

Стационарное отсечное устройство (СОУ) предназначено для оперативного отсечения (герметичного перекрытия) патрубков сосудов высокого давления или трубопроводов от магистрали для проведения испытаний путем гидравлических опресовок или иных технологических операций.

Оборудование было установлено на объекте в Тазовском районе не далеко от побережья Карского моря с суровым резко континентальным климатом. Среднегодовая температура воздуха отрицательная от минус 10,6 до минус 9,4<sup>0</sup> С. Абсолютный минимум температур достигает минус 57<sup>0</sup> С. Продолжительность устойчивых морозов превышает 240 дней. Для данной области свойственны сильные ветра, обильные снегопады и резкие перепады температуры. Вся территория испещрена многочисленными реками, озерами и болотами.

Для строительства в подобных условиях приходится прибегать к осушению почвы с использованием большого количества песка, что становится причиной образования песчаных бурь в летний период.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СОУ (рис.1 и 2) состоит из следующих узлов и деталей:

- фланца правого 1 неподвижного;
- фланца левого 2 подвижного, обеспечивающего требуемый зазор при перемещении рабочего органа;
- рабочего органа 3, предназначенного для перевода СОУ из положения «открыто» в положение «закрыто». Рабочий орган 3 установлен на валу узла 5. Перемещение его вдоль вала 22 обеспечивается втулкой 24;
- узлов 5, 6, 7, предназначенных для перемещения фланцев и рабочего органа относительно друг друга;
- уплотнений металлографитовых 4, служащих для уплотнения стыков между фланцами 1, 2 и рабочим органом 3;
- узла сальникового, предназначенного для уплотнения зазора между патрубком 8 и фланцем подвижным 2. Узел сальниковый состоит из фланца сальникового 9, фланца поджимного 10, набивки сальниковой 17, болта 14;
- шпилек 11 и гаек 12, обеспечивающих необходимое усилие обжатия стыка между фланцами 1, 2 и рабочим органом 3.

Принцип работы СОУ состоит в следующем.

Для перевода СОУ из положения «открыто» в положение «закрыто» или наоборот необходимо:

- снять давление в аппарате;
- ослабить болты сальникового узла 14;
- отвинтить гайки 12 и вынуть шпильки 11;
- ослабить контргайки 16, вывернуть болты 15 освободив фланец подвижной 10;
- равномерно вращая: вал 22, удерживая втулку 23 узла 5, вал 27, удерживая втулку 23 узла 7 и вращая втулку 23 узла 6, необходимо развести фланцы 1 и 2 на величину раздвижки  $\Delta=30 - 50$  мм. Фланец 2, перемещаясь сдвигает фланцы 9 и 10.

После этого можно перевернуть рабочий орган в нужное положение и проделать описанные выше процедуры в обратном порядке.

Конструкции СОУ разработана таким образом, что в процессе его эксплуатации не потребуется дополнительное грузоподъемное оборудование и приспособления для разгонки фланцев.

В момент перевода рабочего органа в положение «закрыто/открыто» разведение фланцев не приводит к смещению трубопровода благодаря тому, что подвижный фланец сам смещается вдоль трубы.

Во время монтажа и при эксплуатации важно соблюдать расстояние между торцами труб, на которые устанавливается СОУ и их соосность, в противном случае возможны перекосы фланцев 1 и 2, закусывание рабочего уровня и заклинивания валов 23 в узлах 5,6 и 7.

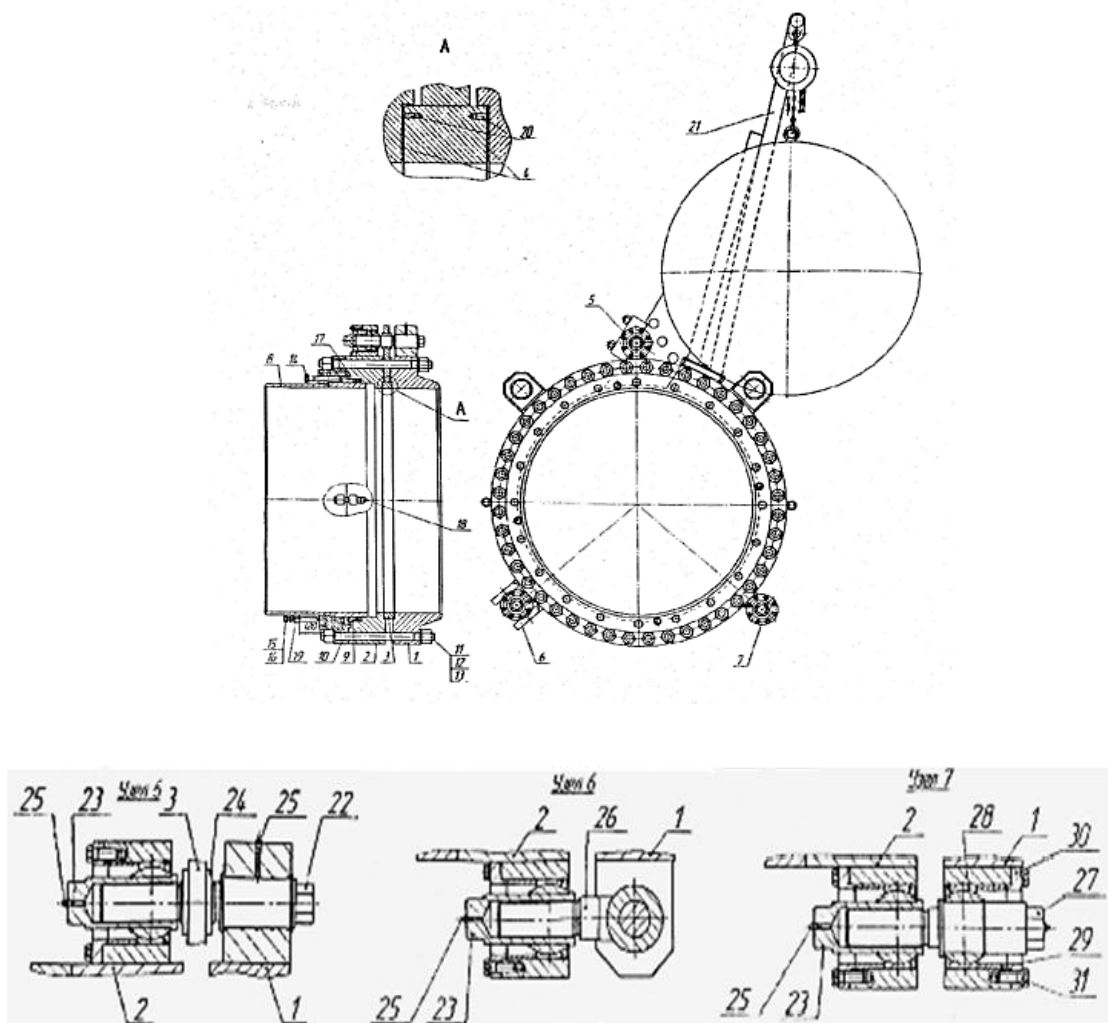


Рис.1. Общий вид СОУ

Рис.2. Узлы 5,6 и 7 СОУ: 22 и 27- вал, 23, 24 и 29 – втулки, 25 – масленка, 26 – ось, 28 – подшипник, 30 – фланец, 31 – болт

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Охрана окружающей среды в России. 2022: Стат. Сб. / Федер. служба гос. статистики. – 0-92 Москва, 2022 – 115 с.
2. Сигиневич Д.А., Ефимова А.Н. Переработка попутного нефтяного газа как ресурс развития газонефтехимической отрасли в Российской Федерации // Вестник Евразийской науки, 2018 №5.

УДК 622.276

**ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ТРАССЕРНОГО МОНИТОРИНГА  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МУЛЬТИФАЗНОМ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОМ СТЕНДЕ**

**TESTING OF TRACER MONITORING SYSTEMS OF HORIZONTAL  
WELLS ON A MULTIPHASE METROLOGICAL STAND**

<sup>1</sup> Д.Ю. Каюков, <sup>2</sup>М.В. Артанов

<sup>1</sup> D.Yu. Kayukov, <sup>2</sup>M.V. Artanov

г. Самара, Россия

[dk@npospectr.com](mailto:dk@npospectr.com), [artanov\\_mv@npospectr.com](mailto:artanov_mv@npospectr.com)

<sup>1</sup>Заместитель генерального директора ООО «ПНП-Сервис», генеральный директор ООО «НПО Спектр»

<sup>1</sup>Deputy General Director of PNP-Service LLC, General Director of NPO Spektr LLC

<sup>2</sup>Заместитель генерального директора по науке и технологиям ООО «НПО Спектр»

<sup>2</sup>Deputy General Director for Science and Technology of NPO Spektr LLC

Ключевые слова: трассерные исследования, определение характера притока, трассерный мониторинг, маркерная диагностика, профиль притока горизонтальной скважины.

Keywords: tracer studies, determination of the nature of the inflow, tracer monitoring, marker diagnostics, horizontal well inflow profile.

Аннотация

В 2021-2022 году впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта ГРП для оценки метрологической точности технологии.

Annotation

In 2021-2022, for the first time in Russia and world practice, work was carried out on bench testing of technologies for tracing fluid flows in horizontal wells by simulating a hydraulic fracturing port to assess the metrological accuracy of the technology.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) в скважинах для добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами широко применяется в настоящее время, как у нас в стране, так и за рубежом. Это одна из немногих, в настоящее время, технологий позволяющая с экономической выгодой разрабатывать месторождения ТРИЗ.

Диагностика производительности горизонтальных стволов и оценка геометрии трещин призабойной зоны имеет важное значение для повышения эффективности технологии МГРП.

Несколько российских и зарубежных компаний предоставляют услуги по трассерным исследованиям горизонтальных скважин, называемые также трассерным мониторингом, маркерной диагностикой или мониторингом профиля притока трассирующими индикаторами.

Трассерный метод является прямым методом регистрации количества трассирующего вещества поступающего из скважины, которое было предварительно размещено пласте или на стенке скважины в процессе её строительства и результаты измерений не зависят от режима течения жидкости и геометрии скважин, которые оказывают существенное влияние на механические скважинные расходомеры различных конструкций.

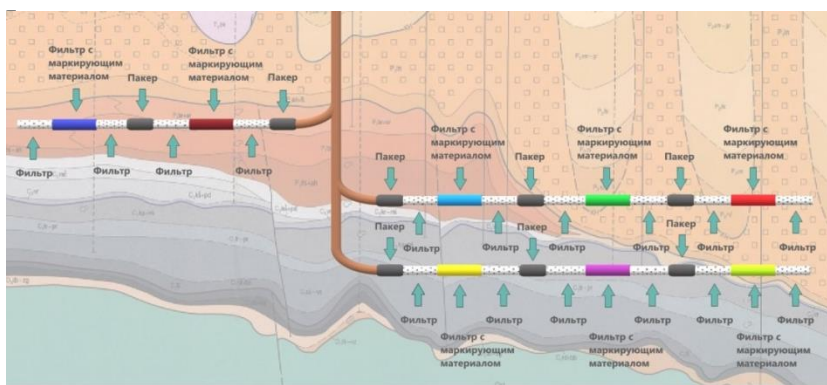


Рис. 1. Вариант размещения источника трассера в многоступенчатой скважине

В настоящее время существует несколько технических решений позволяющих поместить трассирующее вещество в скважине или призабойной зоне (ПЗС) таким образом, чтобы поток жидкости из скважины выносил его продолжительное время. Таким образом можно отметить трассерами потоки разных участков горизонтального ствола и получить представление об их интенсивности и составе.

Существует три основных способа доставки трассеров в ПЗС скважины:

- Подача трассера в гель при выполнении операций ГРП;
- Нанесение трассера на пропант;
- Установка в компоновке хвостовика контейнера с трассирующим составом.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Также существует несколько методов интерпретации полученных данных о количестве вынесенного трассера в количественные значения дебитов участков ГС.

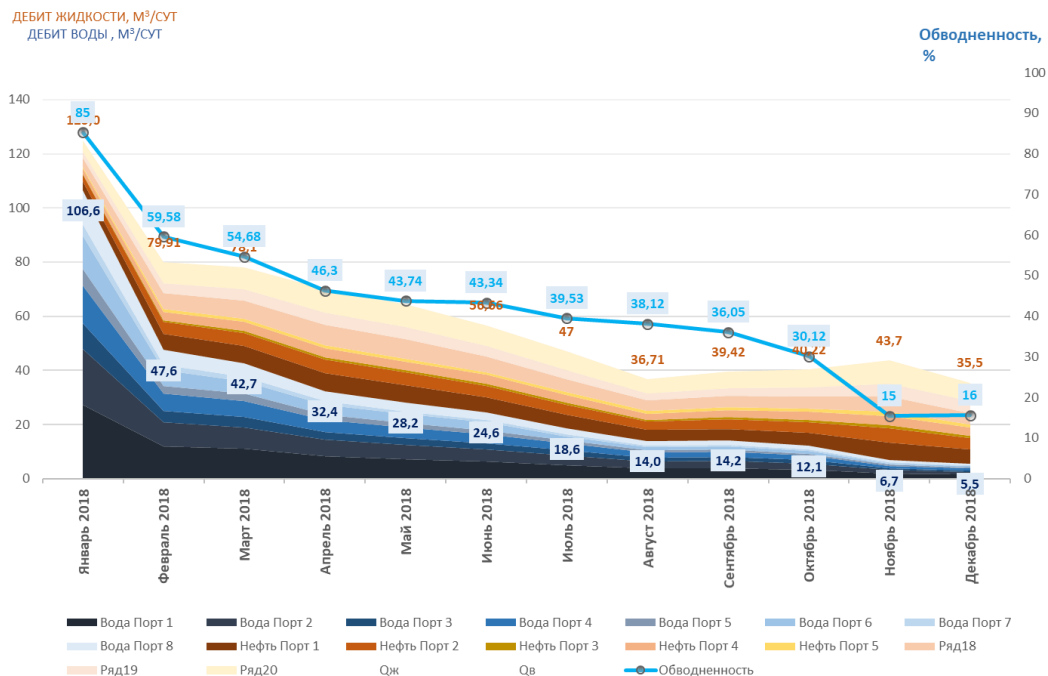


Рис. 2. График дебита нефти и воды по каждому порту и суммарно для скважины с МГРП

### Трассирующий материал и технология его идентификации

В лаборатории ООО «НПО Спектр» ([www.npospectr.com](http://www.npospectr.com)), дочернего общества ООО «ПНП-Сервис», были созданы растворимые композитные основы (матрицы) с различной скоростью растворения. Растворимая основа позволяет решать задачи создания источника трассера в скважине со сроком жизни более 5 лет.

В качестве трассера используются микрогранулы пластика (размером 1-5 мкм) окрашенные флуоресцентными цветами различных оттенков. Данные микрогранулы смешиваются с растворимой основой. Помещенные в растворимые матрицы микрогранулы трассера поступают в омывающий трассирующий материал поток жидкости пропорционально скорости растворения удерживающей их матрицы.

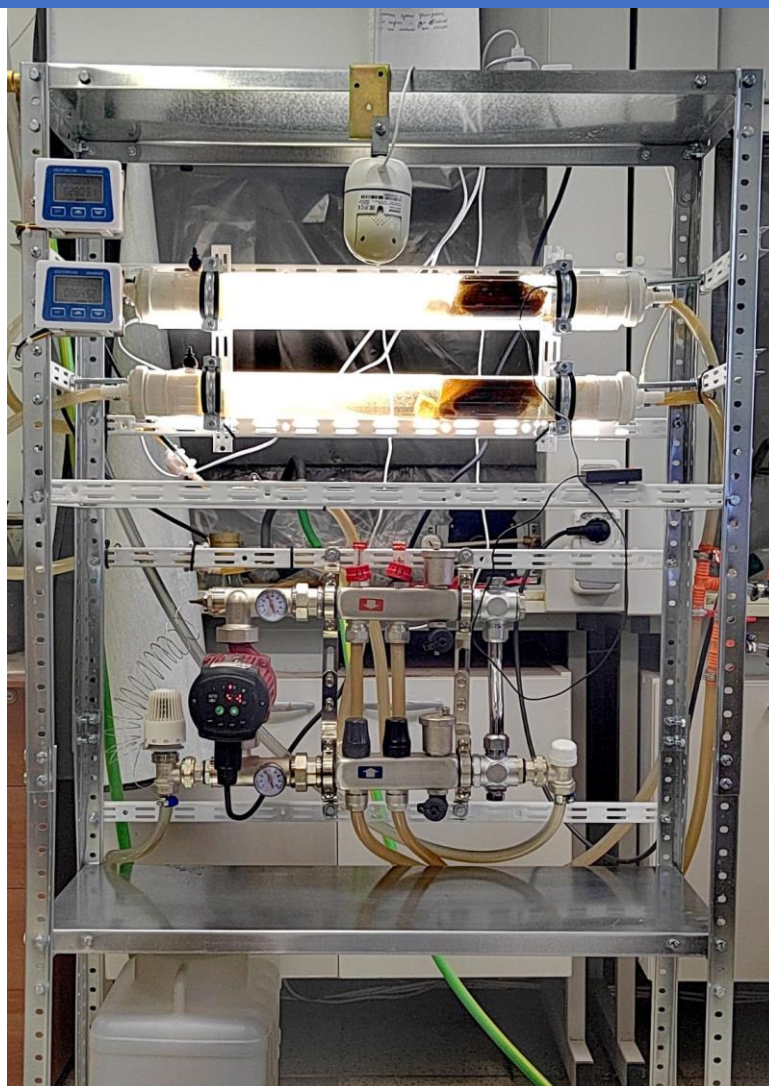


Рис. 3. Фильтрационная установка для подбора скорости растворения основы трассирующего материала

Если отобрать пробу жидкости, которая имела контакт с трассирующим материалом, то по содержанию трассера и его цвету (оттенку или сигнатуре) можно определить с каким материалом был контакт и какой интенсивности поток омывал данный материал.

Анализ образцов жидкости производится с помощью микроскопа с УФ-подсветкой с программным обеспечением JMicrovision. В программе настраиваются параметры «свечения» частиц трассера каждого оттенка (сигнатуры) и происходит автоматическое выделение частиц трассера на изображении с микроскопа и их «распознавание», т.е. отнесение к той или иной сигнатуре. Подсчитывается число частиц каждой сигнатуры.

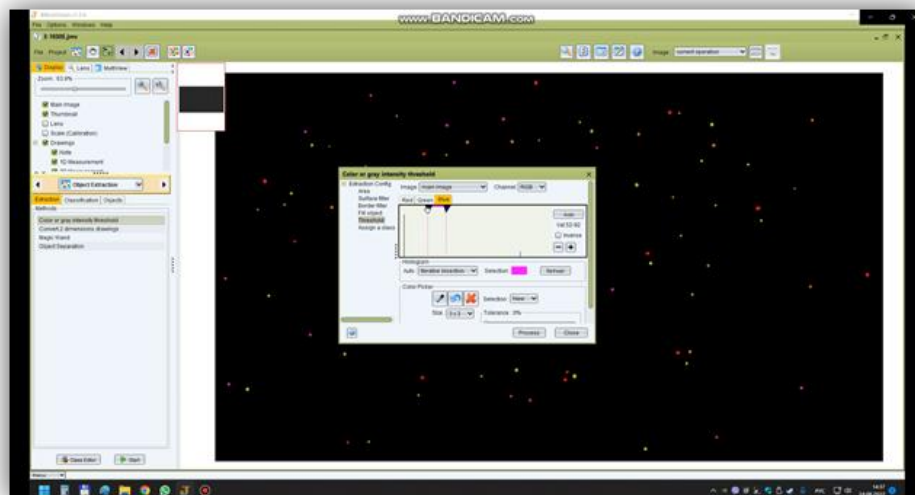


Рис. 4. Идентификация трассера программным методом

В результате научно-исследовательской работы для целей промышленного применения были подготовлены маркерные системы на основе флуоресцентных микроскопических частиц трассера. Трассерные системы, как правило, изготавливаются с учетом особенностей физико-химической среды, в которой предстоит их использовать и могут различаться по своим техническим характеристикам, но всегда имеют свойство под действием воды, углеводородсодержащей жидкости или газа отдавать в поток омывающего флюида микрочастицы трассера.



Рис. 5. Образец трассера и композитной трубки для измерения скоростей омывающего потока

## Тестирование на метрологическом стенде

По предложению компании ООО «Газпромнефть НТЦ» с 03.10.22 по 17.10.22 на стенде «УМФИ» ООО «НГИТ» в г. Щелково выполнено тестирование трассеров компании ООО «ПНП-Сервис» для систем мониторинга интервалов дренирования в скважинах с многостадийным ГРП.

Мультифазный стенд «УМФИ» представляет собой гидравлическую систему, позволяющую подавать различные сочетания фаз (масло+вода+газ) независимо на две линии мониторинга. Данные о расходе, обводненности, температуре флюида

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

фиксируются автоматически и непрерывно в системе АРМ станда независимо по каждой отдельной линии.



Рис. 6. Мультифазный испытательный стенд

Представителем ООО «ПНП-Сервис» для проведения испытаний были подготовлены 8 исследовательских вставок, снаряженных кассетами с трассерными системами (трассер+композитный контейнер). Вставки содержали матрицы с индикаторами на воду, углеводороды и газ. В ходе испытаний на выходе станда отбирались пробы флюида для дальнейшего анализа в лаборатории ООО «ПНП-Сервис».



Рис. 7. Установка трассерной системы (нефть+вода+газ) в исследовательские вставки станда

### **I этап испытаний (тестирование водо- и углеводородреагирующих трассеров)**

Первый этап испытаний состоял из 5-ти циклов, в течении которых в испытательные линии подавались смеси из воды и трансформаторного масла различных сочетаний с двукратным отбором проб на выходе станда (через 4 часа и



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

через 2 часа непрерывной промывки смесью воды и масла. Данные об общем расходе смеси через стенд и общей обводненности смеси приведены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные смесей 1-го этапа.

№ п/п	Параметр	I этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер мини-цикла	1	2	3	4	5
2	Дата	03.10.22	04.10.22	05.10.22	06.10.22	07.10.22
3	Средняя обводненность смеси, %	66,75	79,39	79,55	29,81	29,76
4	Средний объемный расход смеси, м3/ч	0,1507	0,2020	0,2013	0,2019	0,2007

Во время первого этапа испытаний было отобрано 10 проб.

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве достаточном для качественного и количественного расчета соотношения (вода/масло) жидкостей, прошедших через каждую линию стенда.

В результате интерпретации проведенных лабораторных исследований получены следующие данные об использованных в каждом миницикле вставках и распределении состава притока по каждой вставке (таблица 3):

Результаты интерпретации 1-го этапа испытаний (цикл 3).

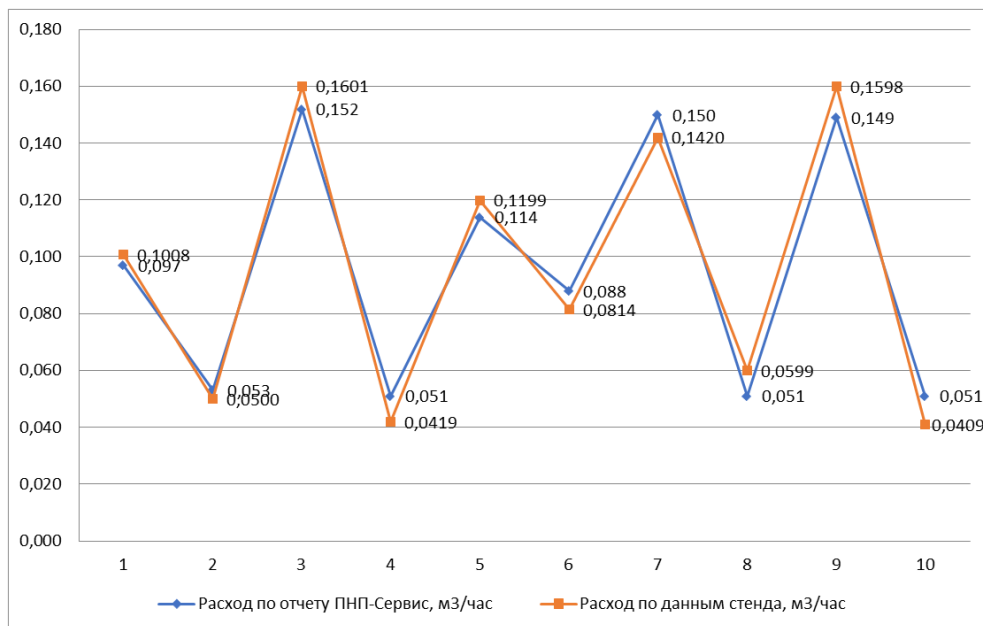


Рис. 8. Расход жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Полученные данные по количеству жидкости прокачанной через трассирующий вставки были сравнены с показанием метрологических приборов стенда и выполнен анализ погрешности.

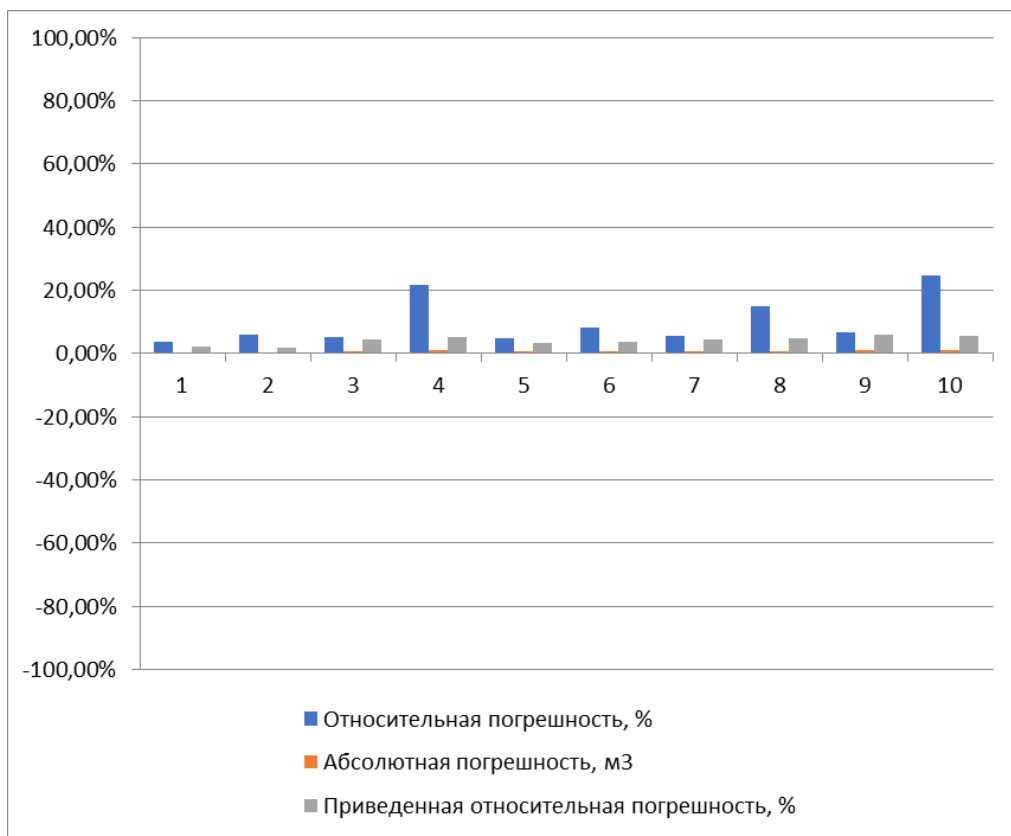


Рис.9. Анализ погрешности

Аналогичным образом были выполнены работы по расчету обводненности. Результаты расчета обводненности (цикл 3): Было выполнено сопоставление результатов трассерного измерения и показаний метрологических приборов:

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

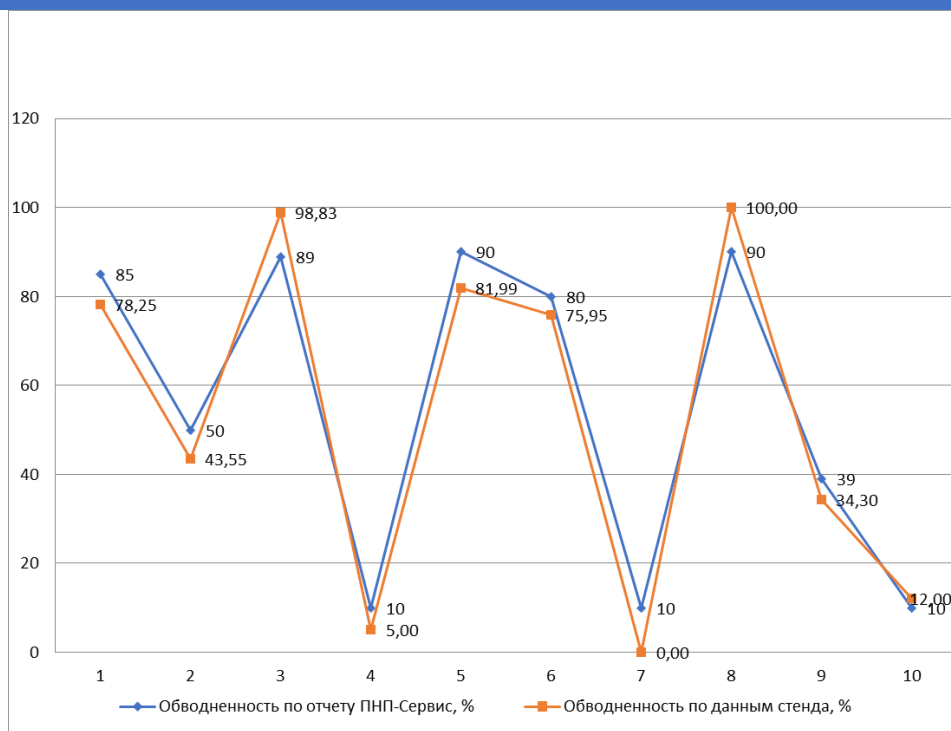


Рис. 10. Обводненность жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стэнда

Расчетана погрешность измерений в сравнении с «приборным» методом измерения:

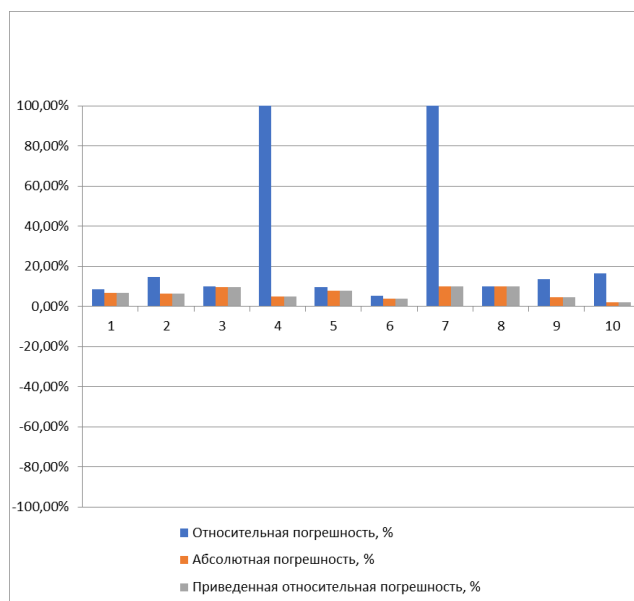


Рис. 11. Обводненность. Анализ погрешности

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Высокая, в 100%, погрешность образовалась в результате того, что при определении обводненности в миницикле №4 (цикл 3) была допущена относительно небольшая ошибка в распределении воды между вставками. Вместо 0 показана обводненность 10%, что привело к констатации факта о 100% относительной погрешности. Также в миницикле 2 (цикл 3) вместо обводненности в 5% была определена обводненность в 10%, что тоже по математическому правилу определения относительной погрешности привело к констатации факта о 100% погрешности.

Особенность исчисления относительной погрешности при истинных значениях близких к 0 такова, что дает погрешности в десятки процентов даже при незначительных абсолютных отклонениях, а при нулевом истинном значении любая погрешность оценивается в 100%. Например в нашем случае в 4 миницикле, если бы во вставку подавался хотя бы ничтожный миллилитр масла, то относительная погрешность изменится со 100% на 9,9999%, т.е. уменьшится фактически в 10 раз. Более того, при нулевом значении обводненности, любое, даже самое ничтожное отклонение от 0 приводит к 100% относительной погрешности.

Таким образом, для объективной оценки погрешности измерений была принята - приведенная относительная погрешность.

Приведенная погрешность нормируется к диапазону шкалы (абсолютная погрешность/максимальный диапазон значений) и показывает объективную величину отклонения. Именно на основании приведенной погрешности устанавливается класс точности приборов и поэтому по приведенной погрешности была дана оценка точности технологии.

### II этап испытаний (тестирование газореагирующих трассеров)

Второй этап испытаний состоял также из 5-ти минициклов, в течении которых на протяжении 4 часов в испытательные линии подавалась вода. Затем дополнительно в течении 2-х часов в одну из испытательных линий подавался воздух с различным расходом. Данные об общем расходе смеси и воздуха через стенд и общей обводненности смеси приведены в таблице 4.

Таблица 2. Исходные данные смесей 2-го этапа.

№ п/п	Параметр	II этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер мини-цикла					
2	Дата	11.10.22	12.10.22	13.10.22	14.10.22	17.10.22
3	Средняя обводненность смеси, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Средний объемный расход смеси, м3/ч (4 часа)	0,1904	0,1913	0,1755	0,2005	0,1900

Во время второго этапа испытаний было отобрано 10 проб.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве достаточном для качественного и количественного расчета соотношения (вода /газ) жидкостей, прошедших через каждую линию станда.

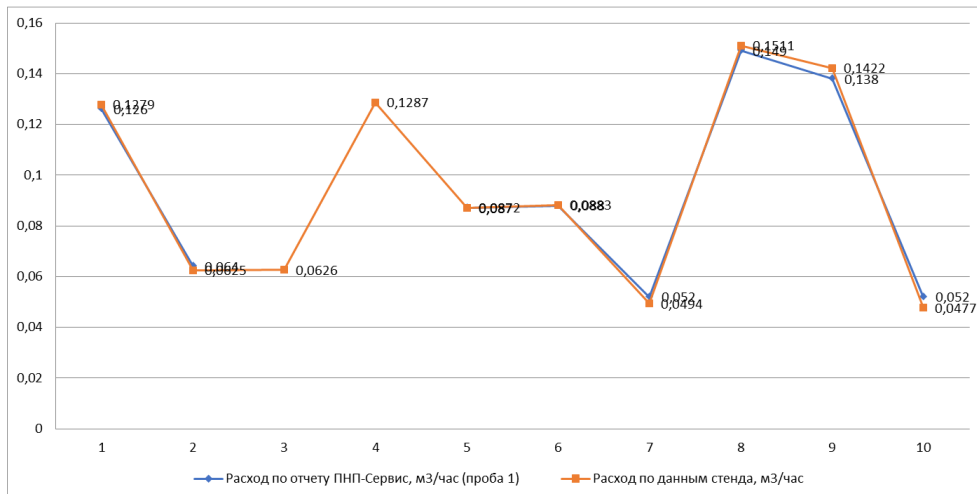


Рис.12. Расход жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний станда

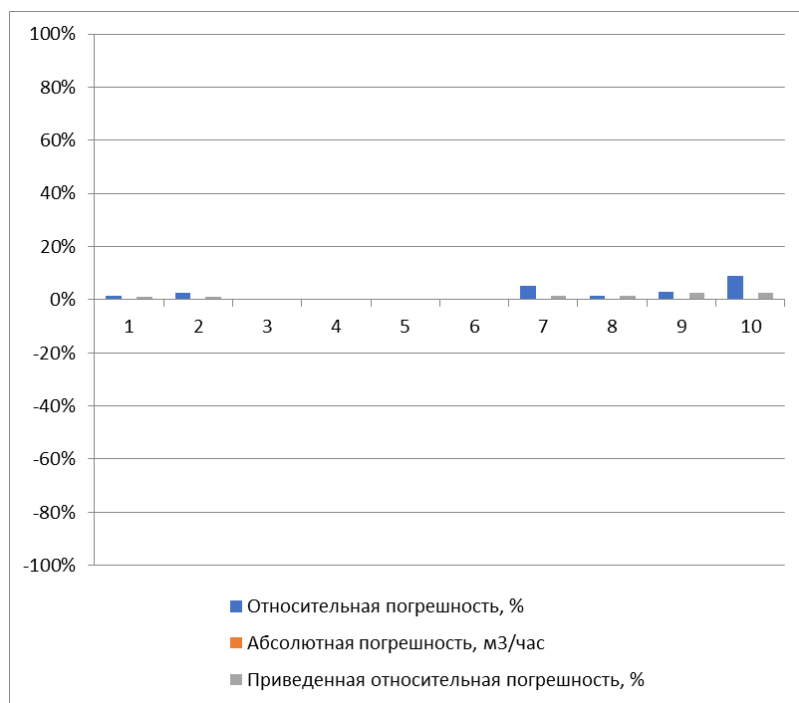


Рис.13. Расход жидкости. Анализ погрешности

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 3. Расход газа сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

Миницикл	Номер по порядку	Номер вставки в испытательной линии с газом	Количество газового трассера, ед	Объем газа в СУ по данным стенда, м3/час
1	1	3	6	2,28
	2		0	0
2	3	3	1	2,0186
	4		0	0
3	5	2	18	4,963
	6		0	0
4	7	7	33	11,9958
	8		0	0
5	9	1	600	25,1103
	10		0	0

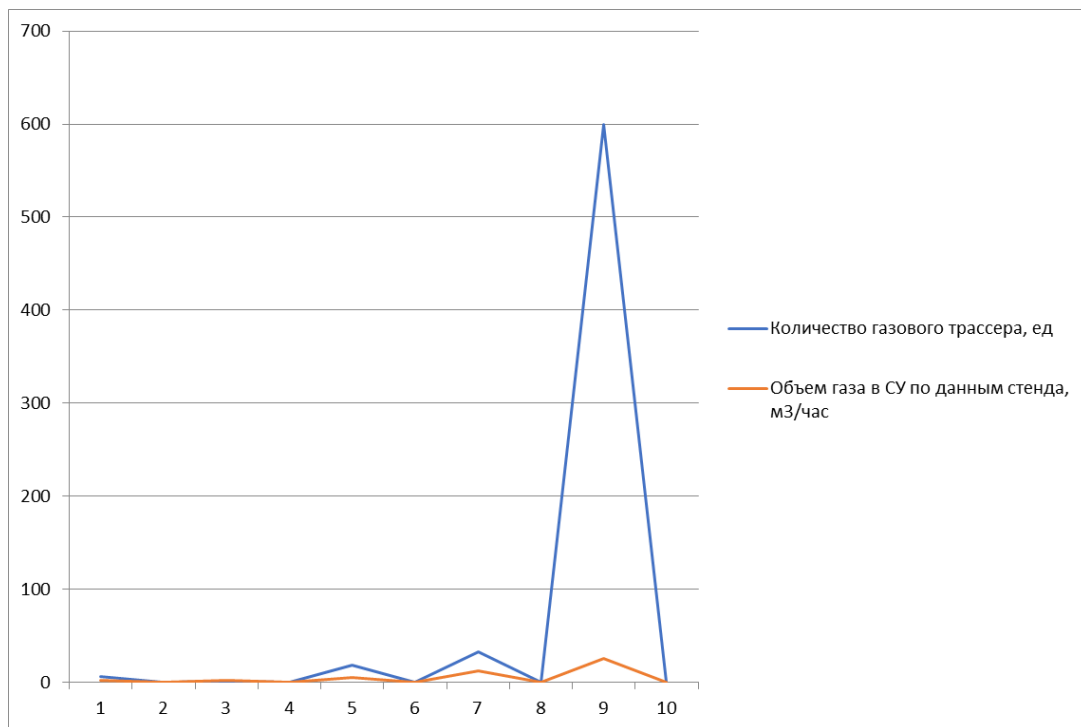


Рис.14. Расход газа. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

Отдельно необходимо отметить, что во 2-м миницикле использовались вставки №3 и №5, но достоверно определить количественное распределение состава

притока во 2-м миницикле не представляется возможным, так как загрязнение проб сторонними маркерами создало значительные помехи при анализе и распознавании маркеров.

### **Результаты**

1. В 2021-2022 году впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта ГРП для оценки метрологической достоверности;

2. Результаты тестирования технологии компании «ПНП-Сервис» показали, что измерение соотношения скоростей потоков и определение компонентного состава жидкостей трассерным методом может быть выполнено в скважинных условиях с точностью соизмеримой с получаемой в поверхностных условиях с мощностью расходомеров и массомеров.

УДК 622.276

## **АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ASPEN HYSYS НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Т.В. Мартынова*

*Гипровостокнефть  
г. Самара, Россия*

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются способы предупреждения гидратообразования с помощью программного комплекса Aspen HYSYS на месторождении, расположенном в Западной Сибири.

### **Ключевые слова**

Гидраты, гидратообразование, месторождение Западной Сибири, подбор количества ингибитора гидратообразования, предупреждение гидратообразования, температура, давление

Месторождения Западной Сибири имеют ряд особенностей, осложняющих их разработку и эксплуатацию.

К основным из них относятся неблагоприятные географо-климатические условия рассматриваемой территории, выражающиеся в суровом климате, наличие многолетнемерзлых пород, благодаря чему складываются благоприятные условия для образования гидратов и ледяных пробок при разработке и эксплуатации нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых месторождений севера.

## Гидраты

Гидраты представляют собой структуры, в которых молекулы газа включаются в кристаллическую решетку воды, образуя твердые кристаллические соединения, похожие на лед.

К основным условиям образования гидратов относятся:

1. Высокое давление, при котором гидратообразующие вещества (газы) могут быть включены в кристаллическую решетку воды.

2. Низкая температура.

2. Наличие гидратообразующего вещества – метана, этана, сероводорода, углекислого газа и др.

3. Наличие достаточного количества воды.

При наличии турбулентности, центров кристаллизации и свободной воды скорость образования гидратов увеличивается.

Образование гидратов возможно в призабойной зоне и стволе скважин, шлейфах и коллекторах, установках подготовки газа, головных участках магистральных газопроводов, газораспределительных станциях, внутрипромысловых и магистральных продуктопроводах, установках заводской обработки и переработки газа.

Предотвращение образования гидратов в системах важно для обеспечения безопасности и эффективности добычи, транспортировки и хранения продуктов добычи.

Существует несколько методов предотвращения гидратообразования, к ним относятся химические – применение ингибиторов, взаимодействующих с молекулами воды и газа, делая образование гидратов менее вероятным; технологические – поддержание безгидратных режимов – это возможно за счет понижения давления и поддержания высокой температуры с помощью применения теплоизоляции оборудования, теплообменников и нагревательных устройств; и физические (безингибиторные) – тепловые, механические и применение физических полей (акустические).

К механическим методам относится применение скребков, которые могут использоваться для удаления образовавшихся гидратов из системы.

Удаление воды из системы с помощью отстойников и сепараторов также может снизить риск образования гидратов.

Выбор метода предотвращения гидратообразования зависит от конкретных условий и требований. В большинстве случаев используется комбинация нескольких методов для обеспечения эффективной защиты от гидратообразования.

Моделирование системы сбора и транспорта с помощью программного комплекса Aspen Hysys позволяет оценить вероятность образования гидратов и при необходимости предотвратить их образование путем подбора необходимого количества ингибитора.

В данной статье будут рассмотрены химический метод и технологический – метод подогрева и метод снижения давления с целью предотвращения



гидратообразования.

## Объект исследования

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение X, расположенное на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

По условиям комфортности территория относится к зоне Крайнего Севера.

## Характеристика добываемой продукции

По физико-химическим характеристикам нефть относится к очень тяжелым (битуминозным), вязким, малосернистым, малопарафинистым, смолистым с низким содержанием светлых фракций и температурой застывания минус 21 °С.

Добываемая пластовая вода отличается низкой минерализацией, благоприятствующей большому процессу образования гидратов.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при однократном разгазировании: углекислого газа – 0,23 %, азота+редкие – 0,56 %, метана – 89,87 %, этана – 4,02 %, пропана – 0,85 %, бутанов – 0,51 %, пентанов – 0,12 %, высших углеводородов (C<sub>6</sub> + высшие) – 3,84 %.

Газ является легким, молекулярная масса 17,147 кг/кмоль, преимущественно метанового состава.

## Характеристика системы сбора от добывающих скважин до УПНГ

Нефтегазожидкостная смесь от добывающих скважин поступает на УПНГ по двухтрубной системе. Один коллектор предназначен для транспорта продукции со скважин при механизированном способе добычи. Второй коллектор – для транспорта водонефтегазовой эмульсии при фонтанном способе добычи.

Принципиальная схема сбора представлена на рисунке 1.

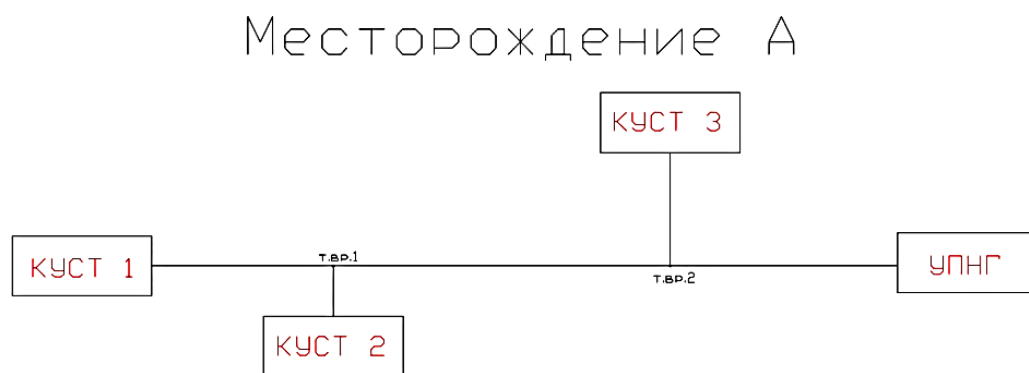


Рис. 2. Принципиальная схема сбора продукции с кустов №№1, 2, 3 месторождения X

При моделировании системы сбора в программном комплексе Aspen Hysys использовались два расчетных пакета: для гидравлического расчета системы

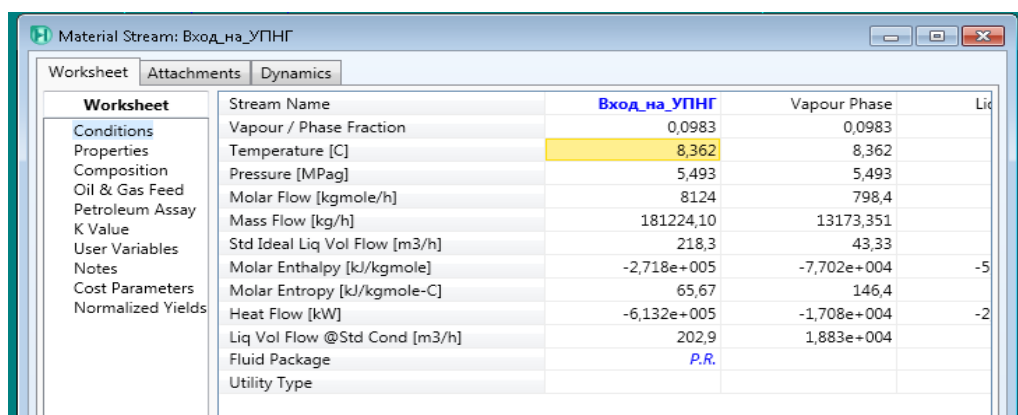
## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

транспорта – Peng-Robinson, для расчета параметров гидратообразования – CPA, поскольку данный пакет учитывает более точное распределение ингибитора гидратообразования в жидкой фазе перекачиваемой среды.

При создании модели необходимо учитывать компонентные составы добываемой продукции, уровни добычи нефти, газа и воды, устьевые параметры (давление и температура), профили трасс трубопроводов, диаметры и длины выкидных и сборных коллекторов, материал и толщину теплоизоляции, способ прокладки трубопроводов, температуру окружающей среды – воздуха или грунта в зависимости от способа прокладки, тип и теплопроводность грунта, давление в конце расчетного участка (на входе УПНГ).

### Анализ моделирования системы сбора в программном комплексе Aspen Hysys

При давлении на входе УПНГ 5,493 МПа (изб.), температура нефтегазоводной жидкости составляет плюс 8,36 °С (см. рис. 2).



Worksheet	Stream Name	Вход_на_УПНГ	Vapour Phase	Liq
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0983	0,0983	
Properties	Temperature [C]	8,362	8,362	
Composition	Pressure [MPag]	5,493	5,493	
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	8124	798,4	
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	181224,10	13173,351	
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	218,3	43,33	
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,718e+005	-7,702e+004	-5
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	65,67	146,4	
Cost Parameters	Heat Flow [kW]	-6,132e+005	-1,708e+004	-2
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	202,9	1,883e+004	
	Fluid Package	P.R.		
	Utility Type			

Рис. 3. Входные параметры на УПНГ

Aspen Hysys позволяет оценить термобарические параметры гидратообразования, температура гидратообразования данного потока составляет плюс 10,99 °С (см. рис. 3), температура гидратообразования выше температуры потока, что говорит о процессе образования гидратов в трубопроводах. Гарантией отсутствия процесса гидратообразования является разница в температурах потока и гидратообразования в 1-2 °С.

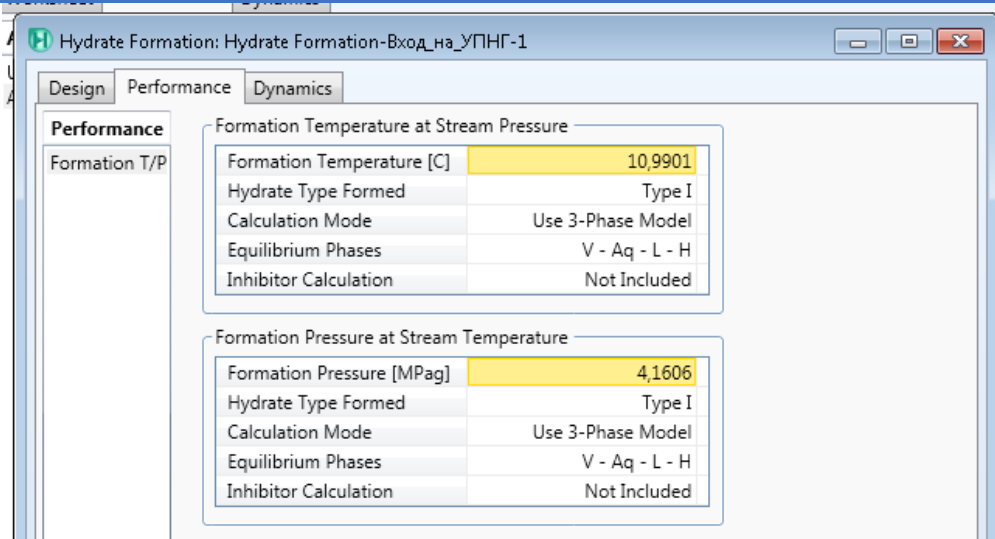


Рис. 4. Параметры гидратообразования потока на входе УПНГ

Также программный комплекс позволяет оценить необходимое минимальное количество ингибитора гидратообразования (100 %-ого метанола). Для того чтобы гидраты не образовывались, необходимо минимум 8316,8 кг/ч 100 %-ого метанола (см. рис. 4).

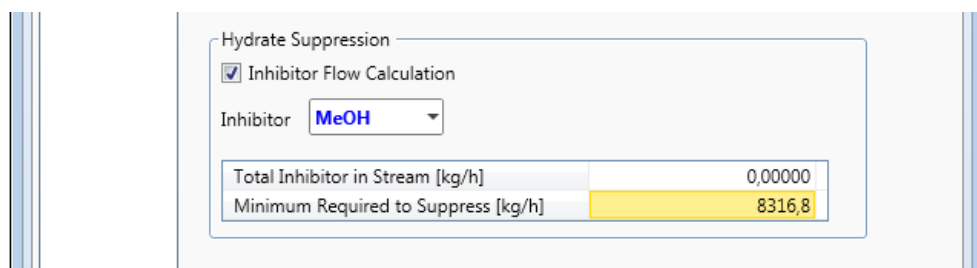


Рис. 5. Необходимый расход ингибитора гидратообразования

### Подбор необходимого количества ингибитора гидратообразования

В качестве ингибитора гидратообразования был применен 95 %-ый метанол. При добавлении в систему 9000 кг/ч 95 %-ого метанола (на каждый куст по 3000 кг/ч), температура на входе УПНГ составила плюс 10,3 °С, температура гидратообразования плюс 8,3 °С. Необходимая разница в температурах потока и гидратообразования в 1-2 °С обеспечивается, что говорит об отсутствии процессов гидратообразования в нефтегазосборных трубопроводах по всей схеме сбора от кустов №1,2,3 (см. рис. 5).

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

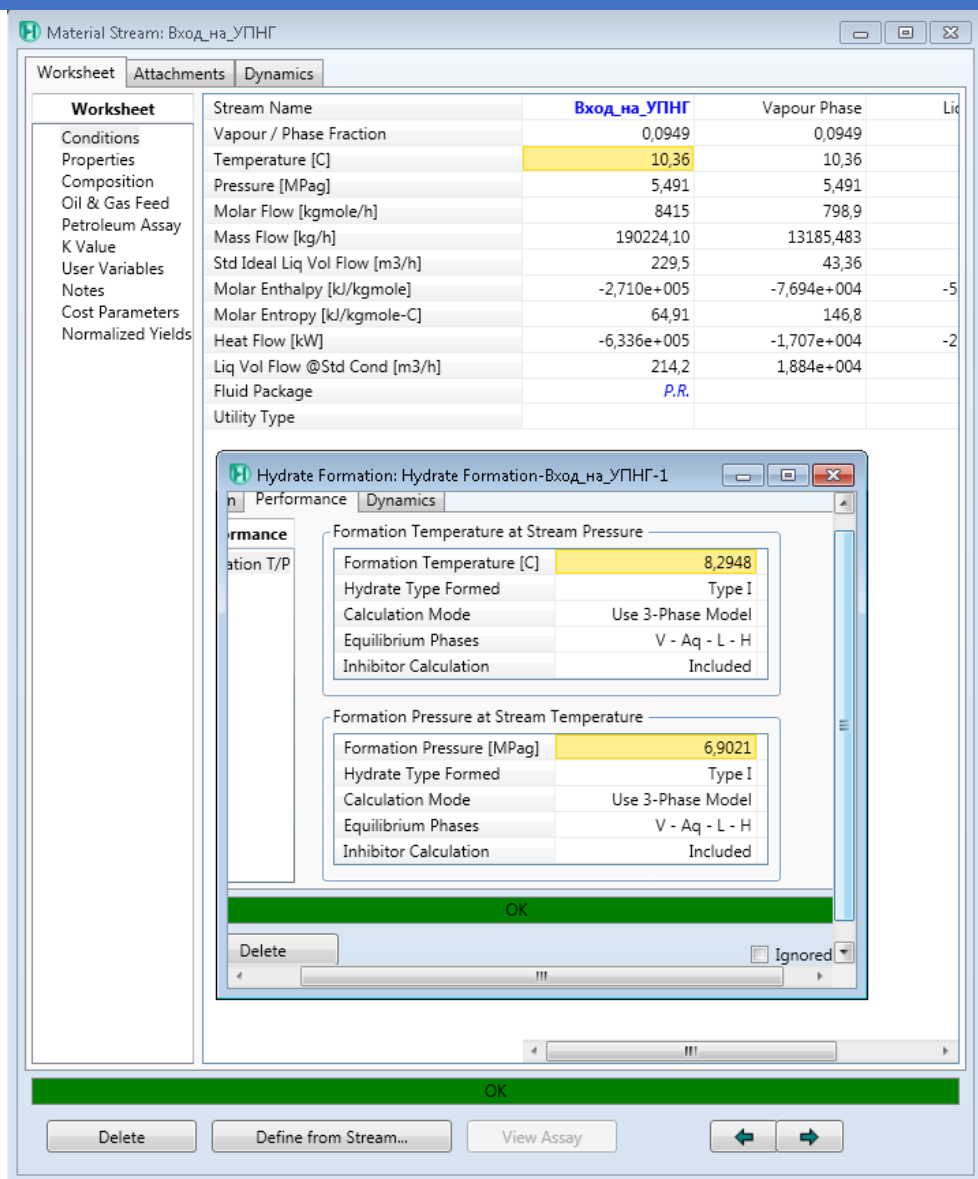


Рис. 6. Параметры потока на входе УПНГ после добавления ингибитора гидратообразования

## Метод подогрева и снижения давления

Для того чтобы гидраты не образовывались по всей трассе, необходимо уменьшить давление на входе УПНГ до 2,694 МПа (изб.), температура потока при этом будет равна 8,340 °С, температура гидратообразования – 4,656 °С, разница в температурах составляет более 2 °С, гидраты не образуются (см. рис. 6).

Но при этом не хватает давления на входе УПНГ, необходимо применение мультифазного насоса (МФН). В программном комплексе Aspen Hysys есть возможность установки только однофазного насоса, его применение при расчете будет не корректным, оценка вероятности образования гидратов после применения

насоса будет недостоверной.

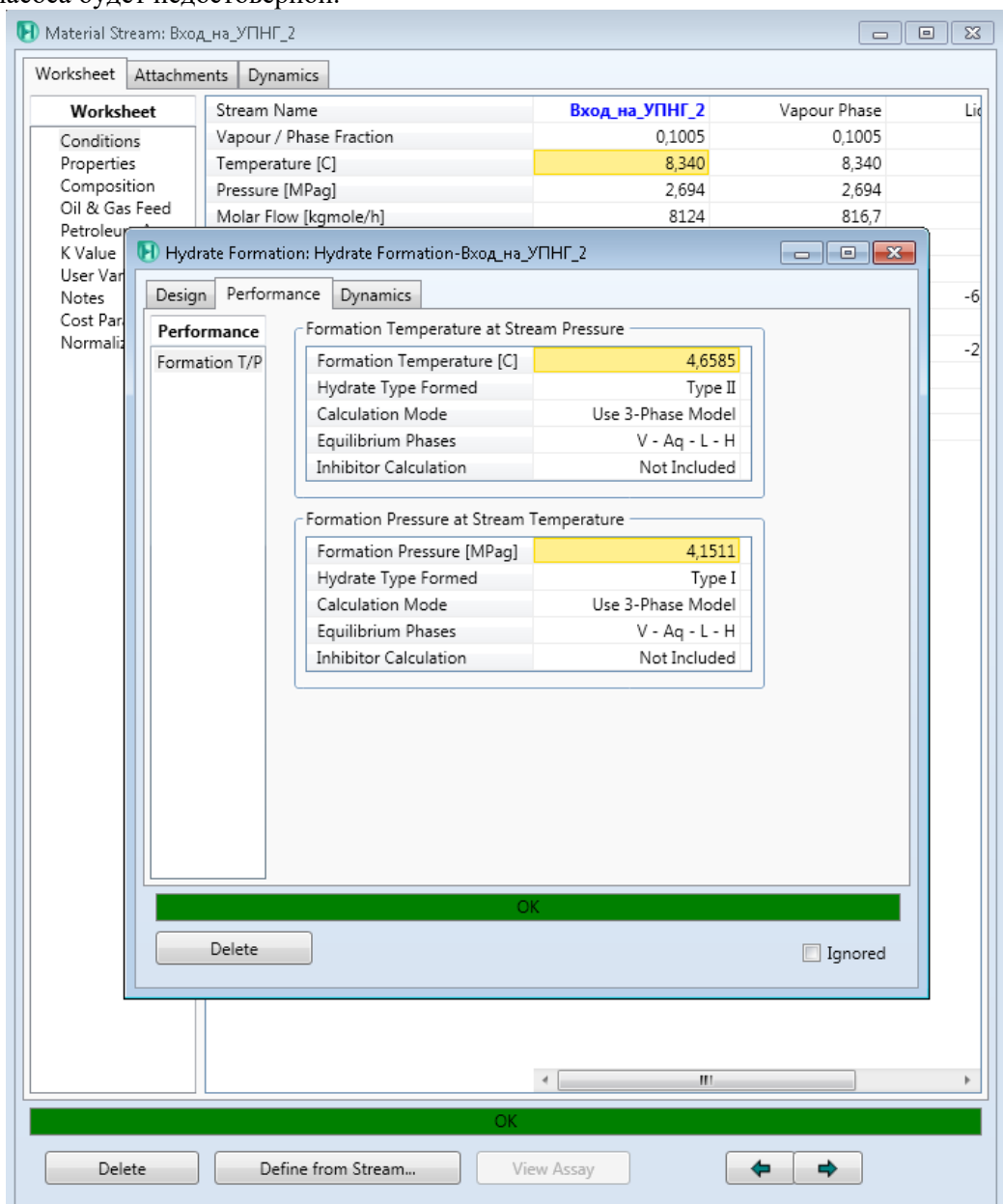


Рис. 7. Параметры потока на входе УПНГ при уменьшении давления

Для того чтобы гидраты не образовывались, необходимо, чтобы температура на входе УПНГ составляла плюс 12,6 °С, температура на выходе с кустовых площадок 1 и 2 – плюс 17 °С, на выходе с кустовой площадки 3 – плюс 13 °С.

При создании таких температурных условий, температура гидратообразования в потоке на входе УПНГ составит плюс 10,997 °С. Разница в температурах - 1,593 °С, гидраты не образуются (см. рис. 7).

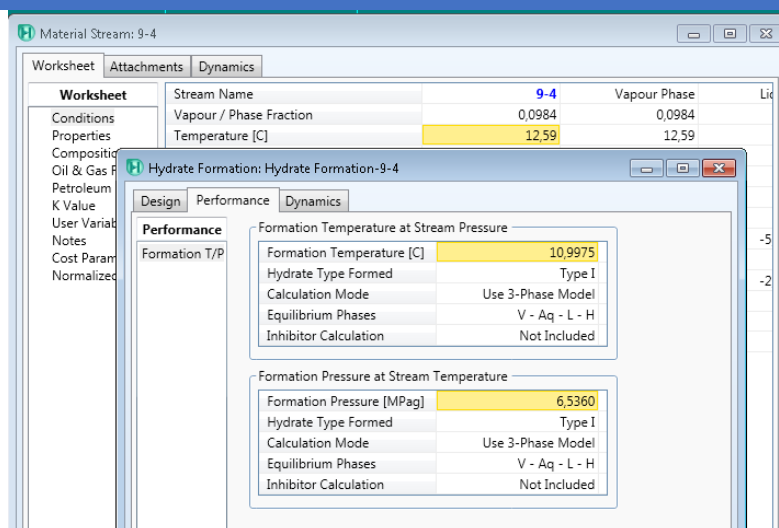


Рис. 8. Параметры потока на входе УПНГ при увеличении температуры

Для увеличения температуры потребуются минимум 3 печи (по одной на каждый куст) и топливо для них, в случае использования топлива из своей же продукции потребуется дополнительное оборудование.

## Основные выводы и итоги

Программный комплекс Aspen Hysys позволяет смоделировать систему сбора и транспорта с целью выполнения гидравлического расчета и оценки вероятности гидратообразования, что позволяет заблаговременно оценить необходимые финансовые затраты, риски выхода оборудования из строя в результате его закупоривания гидратами.

На практике преимущественно используют ингибиторы гидратообразования, в основном метанол, это связано с невысокой стоимостью по сравнению с другими ингибиторами, низкой температурой замерзания и другими причинами.

Все три рассмотренных варианта по борьбе с образованием гидратов дают положительный эффект, но выбор каждого из них зависит от экономического эффекта.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дегтярёв Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) / Б. В. Дегтярёв, Г. С. Лутошкин, Э. Б. Бухгалтер. М.: Недра, 1969. — 120 с.
2. Кэрролл Д. Гидраты природного газа. Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премиум инжиниринг», 2007. – 316 с.
3. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410519306916>
4. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128186343501636>
5. Минкин М.А., Потапова О.А. Особенности обустройства северных нефтяных и северных месторождений России и основания и фундаменты зданий и сооружений объектов обустройства. Статья из Вестника. 1/2006
6. Dehydration with Aspen HYSYS: Validation of the CPA Property Package. Статья. Ссылка: <https://www.aspentech.com/en/resources/white-papers/dehydration-with-aspen-hysys-validation-of-the-cpa-property-package>

## КОНЦЕПЦИЯ РАННЕГО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ КАК ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*А.А. Марченко, М.А. Шейкина*

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия, [wmsheikinam@gmail.com](mailto:wmsheikinam@gmail.com)*

**Аннотация.** В статье изложены основные задачи, возникающие в системе сбора и подготовки нефти, при эксплуатации месторождений, находящихся на завершающем этапе разработки. Рассмотрено комплексное решение по ограничению поступления балластной воды на концевые объекты, а также повышающее эффективность эксплуатации заводненных месторождений.

**Ключевые слова:** оптимизация, ранний сброс воды, обводненность, завершающий этап разработки.

Проблемы эксплуатации нефтяных месторождений на завершающем этапе разработки являются актуальными для нефтегазовой индустрии. В условиях повышения уровня нефтедобычи на новых месторождениях эксплуатация старых месторождений становится все более трудоемкой задачей. На этом этапе возникает ряд технических и экономических проблем, которые затрудняют работу на месторождениях и требуют внедрения новых технологий и решений. В данной статье рассмотрены основные проблемы эксплуатации нефтяных месторождений на завершающем этапе разработки и возможности их решения.

Увеличение процента содержания балластной воды в жидкости, поступающей с месторождений находящихся на 3-4 стадии разработки, оказывает сильную нагрузку на установки предварительного сброса воды и дожимные насосные станции. Чаще всего это приводит к превышению проектных показателей производительности объектов. Это в свою очередь влечет за собой следующие затруднения:

- остановка фонда добывающих скважин;
- невозможность проведения геолого-технических мероприятий;
- нарушение технологического режима работы установки предварительного сброса воды (УПСВ);
- увеличение расхода реагента.

Все это приводит к необходимости модернизации технологических процессов сбора и подготовки нефти.

Учитывая, что основная часть месторождений находится на завершающей стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью, верным решением будет организовать сброс балластной воды непосредственно в рамках месторождения. Основными технологическими решениями для этого выступают установки раннего предварительного сброса воды (УРПСВ) и трубные

водоотделители (ТВО). Преимуществами данных решений являются разнообразие вариантов по производительности и высокая надежность.

Положительным примером применения УРПСВ является оптимизация разработки Барсуковского месторождения компанией ООО «РН-Пурнефтегаз» [1], где был выделен ряд участков с перегруженной инфраструктурой и проблемой утилизации попутно добываемой воды. На одном из таких участков была размещена установка раннего предварительного сброса воды (УРПСВ-5000) [2]. Расчёты экономической эффективности данного внедрения доказывают его целесообразность, а проведенные опытно-промышленные испытания подтверждают верность выбранного решения.

Однако использование УРПСВ и ТВО осложняется высокими капитальными вложениями и длительным сроком проектирования. Поэтому в 2020-м году сразу несколькими исследовательскими институтами было разработано мобильное блочно-модульное оборудование (МУПСВ, УРПСВ-М). Данные решения позволяют двукратно снизить сроки проектирования и внедрения технологии, а также являются экономически эффективными и производительными.

Одним из примеров подобного использования мобильного оборудования является внедрение первой в республике Татарстан МУПСВ на Нуркеевском месторождении в 2022-м году [3]. Реализация данного проекта заняла 9 месяцев в рамках реконструкции объекта нефтегазодобычи. Это позволило возобновить добычу нефти месторождения в объеме более 100 тонн в сутки. Были сняты инфраструктурные ограничения системы сбора и подготовки, и организована возможность проведения геолого-технических мероприятий.

Анализ современных технологических решений для систем сбора и подготовки нефти позволяет говорить о начале повсеместного использования мобильного оборудования раннего сброса воды в качестве инструмента повышения эффективности эксплуатации месторождений. Компании также начинают внедрять на месторождениях мобильные комплексы, позволяющие сокращать поступление балластной воды, снижать капитальные затраты и ускорять процессы проектирования и размещения. Их использование снижает нагрузку на конечные объекты и предотвращает остановки добывающего фонда скважин.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пасечник, В. С. Технология работы Установки раннего предварительного сброса воды (УРПСВ-5000) на примере Барсуковского месторождения / В. С. Пасечник. — Текст : непосредственный // Технические науки: традиции и инновации : материалы III Междунар. науч. конф. (г. Казань, март 2018 г.). — Казань : Молодой ученый, 2018. — С. 126-127.
2. Neftegaz.RU : [сайт]. 2000-2023.- Роснефть запустила серийное производство установок раннего предварительного сброса воды.- URL: <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/625876-rosneft-zapustila-seriynoe-proizvodstvo-ustanovok-rannego-predvaritelnogo-sbrosa-vody/> (дата обращения: 01.05.2023). - Тест: электронный.
3. ГранатСтанГрупп: [сайт].- 2019.- На месторождениях МНКТ запустят вторую мобильную установку.- URL: <https://www.granatstan.ru/tpost/eaybs8n811-na-mestorozhdeniyah-mnkt-zapustyat-vtoru> (дата обращения: 01.05.2023).- Тест: электронный.



**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА  
ПЛАСТА ДЛЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

*Д.А. Данилова*

*Альметьевский Государственный Нефтяной Институт  
г. Альметьевск, Россия*

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны, высокопроницаемый коллектор, коэффициент извлечения нефти, жидкость разрыва.

**Аннотация:** Нефть и газ добываются из различных типов резервуаров. На протяжении геологического времени и под действием тектонических сил углеводороды удерживаются в осадочных породах разного типа пористости, расположенных в различных частях земного шара.

Одной из основных задач разработки и эксплуатации нефтяных месторождений является эффективное извлечение запасов - достижение максимальной продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти (КИН) пласта.

Приток добывающей скважины может быть значительно увеличен с помощью гидравлического разрыва пласта. При проведении ГРП в скважину закачивается жидкость при давлении выше давления разрыва породы. При дальнейшей закачке жидкости в пласт создается высокопроницаемая трещина. В песчаных коллекторах, а иногда и в карбонатных, созданная трещина расклинивается пропантом. При проведении ГРП в коллекторах для растворения породы вдоль трещины может быть использована кислота. Использование кислоты увеличивает проницаемость трещины за счет создания вытравленных каналов, остающихся открытыми после закрытия трещины.

**SUBSTANTIATION OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY FOR  
HIGHLY PERMEABLE RESERVOIRS**

**Daria A. Danilova**  
**Almetyevsk State Oil Institute**

**Key words:** hydraulic fracturing, treatment of the bottomhole zone, highly permeable reservoir, oil recovery coefficient, fracturing fluid.

**Annotation:** Oil and gas are extracted from various types of reservoirs. During geological time and under the influence of tectonic forces, hydrocarbons are retained in sedimentary rocks of different types of porosity located in different parts of the globe. One of the main tasks of the development and operation of oil fields is the effective extraction of reserves - achieving maximum productivity of wells and the oil recovery coefficient (KIN) of the formation. The inflow of the producing well can be significantly increased by hydraulic fracturing. During hydraulic fracturing, liquid is pumped into the well at a pressure higher than the rock rupture pressure. With further injection of liquid into the formation, a highly permeable crack is created. In sand reservoirs, and sometimes in carbonate reservoirs, the created crack is wedged by a proppant. When conducting

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

hydraulic fracturing in reservoirs, acid can be used to dissolve the rock along the crack. The use of acid increases the permeability of the crack by creating etched channels that remain open after the crack is closed.

Еще в начале 1990-х годов гидроразрыв почти исключительно применялся для низкопроницаемых коллекторов. Считалось, что большая фильтрационная утечка жидкости и неконсолидированные пески, связанные с высокопроницаемыми пластами, препятствуют зарождению и распространению одной плоской трещины, имеющей достаточную ширину, чтобы вместить физически значимый объем проппанта. Более того, такая морфология трещины, даже будучи успешно создана и расклинена, была бы несовместима с выявленными потребностями для коллекторов со средней и высокой проницаемостью, то есть, высокой проводимостью (шириной).

Роль гидроразрыва расширилась настолько, что он стал охватывать скважины с проницаемостью выше 50 мД для нефтяных скважин и выше 5 мД для газовых (табл. 2). Такие скважины явно требуют применения технологии концевой экранирования. Эти усовершенствования привели к тому, что гидроразрыв пласта стал применяться при освоении основной доли скважин, и очевиден дальнейший ее прирост, который сдерживается только эффектами масштаба работ, которые проявляются во многих нефтегазоносных странах.

Таблица 2 - Расширяющаяся роль гидроразрыва пласта

Проницаемость	Газ	Нефть
Низкая	$k < 0.5$ мД	$k < 5$ мД
Средняя	$0.5 < k < 5$ мД	$5 < k < 50$ мД
Высокая	$k > 5$ мД	$k > 50$ мД

Эффект образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины считался одним из серьезных осложнений при проведении ГРП, сопровождающимся преждевременным выпадением проппанта и остановкой распространения трещин, но закачка могла быть продолжена и после этого еще некоторое время. Инженерное решение состояло в использовании данного эффекта для решения задач управления распространением трещин и оптимизации их раскрытия. Процесс образования перемычек и повышенной упаковки проппанта в конце трещины можно успешно использовать для создания коротких и широких трещин в высокопроницаемых пластах-коллекторах. Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. Значение безразмерного параметра гидравлической проводимости позволяет оценить продуктивность скважины после ГРП методом подстановки в формулу Дюпюи эффективного радиуса скважины вместо фактического. Эффективный радиус скважины пропорционален длине трещины, умноженной на функцию гидравлической проводимости трещины.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 1 представлена динамика работы скважины, после применения ГРП на высокопроницаемом коллекторе (2006 год), из которого видно, что прирост добычи в среднем составляет 100% от добычи до проведения мероприятия.

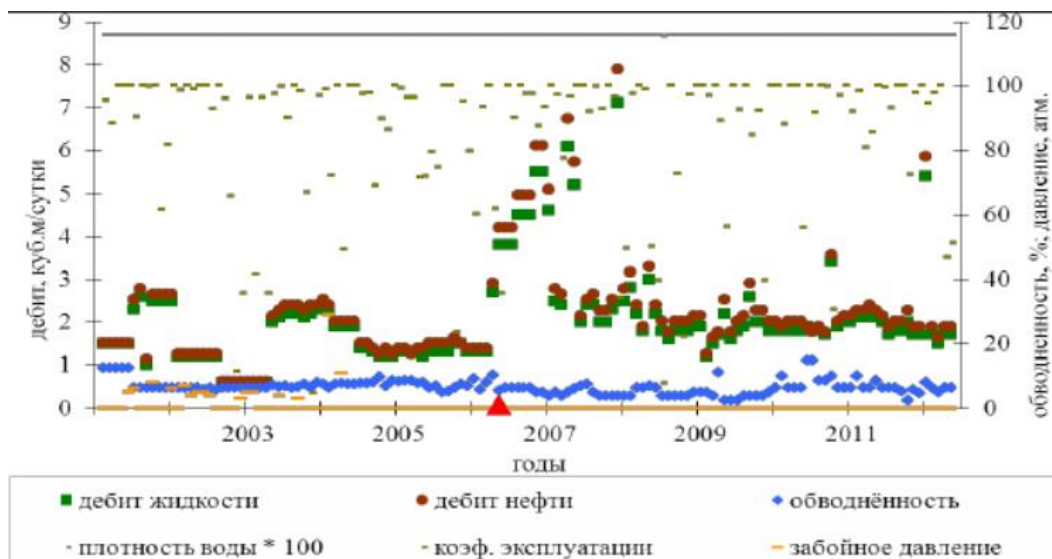


Рисунок 1. Динамика работы скважины, после применения ГРП

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
2. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
3. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
4. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.

6. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.

УДК 622.276

## ПРОВЕДЕНИЕ ГЛИНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБЪЕКТ Б-0 ОЗЕРКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*М.Ю. Музырев<sup>1</sup>, А.М. Зиновьев<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,

<sup>2</sup> ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт  
нефтедобычи  
Самара, Россия

### *Аннотация*

В работе был проведен анализ проведенных ГКО на примере скважин Озеркинского месторождения. В качестве технологии проведения ГКО рекомендуются работы по повышению времени безопасного нахождения обрабатываемых растворов в скважине и контактирования их с оборудованием.

**Ключевые слова:** мощность пласта, глубина закачки, раствор, порода, скважина, ГКО.

Анализ проведен по основному объекту разработки Озеркинского месторождения – пласту Б-0 Центрального купола, период времени – с 2013 г. по 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа является одной из ведущих задач, которая позволяет принести высокую экономическую эффективность. Однако в процессе бурения, разработки и эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Объект Б-0 Центрального купола представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м. Коэффициент песчаности - 1,0, расчлененность - 1,1, площадь залежи - 1,1 x 1,1 км, высота залежи 19,0 м. Залежь находится на третьей стадии разработки,

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

накопленная добыча нефти составляет 93 тыс.т. (48,7 % от НИЗ), жидкости – 180 тыс.т, текущий КИН равен 0,268 при утвержденном 0,435.

На залежи применялись перфорационные и физико-химические методы, оптимизация работы насосного оборудования, водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы, но наиболее эффективными оказались мероприятия по глино-кислотной обработке. По состоянию на 01.01.2023 г. после 10 ГКО скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 39,5 тыс.т., весь объем проведенных ГКО выполнен на эксплуатационном фонде скважин.

### Выводы

Глино-кислотная обработка пласта Б-0 Центрального купола Озеркинского месторождения является основным методом повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГКО на объектах месторождения обусловлено изменениями в призабойной зоне пласта, приводящие к снижению продуктивности, уменьшению действующей мощности пласта, неравномерности выработки запасов, сокращению периода фонтанной эксплуатации, снижению технико-экономических показателей механизированных способов добычи нефти.

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии проведения ГКО рекомендуются работы по повышению времени безопасного нахождения обрабатывающих растворов в скважине и контактирования их с оборудованием за счет снижения коррозионной активности воздействия используемых обрабатывающих растворов, увеличение глубины закачки обрабатывающих растворов и снижение давлений закачки за счет снижения скорости взаимодействия с породой и с отложениями в нем.

Рекомендуемый вид обработки призабойной зоны продуктивного пласта используется в терригенных породах в глубоких скважинах, добывающих высоковязкую нефть. Способ включает закачку сначала 3-15% раствора триполифосфата натрия (ТПФН), затем углеводородно-щелочного раствора, содержащего 30-40% раствор гидроокиси щелочного металла - 11-15 мас.%, неонол - 1,5-2,5 мас.%, метанол 1-2 мас.%, углеводородный растворитель - остальное, после чего закачивают 0,5-1% раствор полиакриламида (ПАА). Раствор ТПФН перед закачкой в призабойную зону выдерживают в скважине под давлением в течение 16 - 32 ч. После закачки раствора ПАА в скважине повышают давление и создают репрессию на продуктивный пласт 0,5 - 2 МПа. Растворы ТПФН, углеводородно-щелочной и полиакриламида закачивают 3-6 м<sup>3</sup>. Раствор ПАА продавливают в призабойную зону пластовой водой. Технический результат: снижение коррозионной активности воздействия используемых растворов, увеличение глубины закачки и снижение давлений закачки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Озеркинского нефтяного месторождения Самарской области», 2021 г.
2. Таблица основных технологических показателей объекта Б-0 Озеркинского месторождения Самарской области.
3. Отчет о проведении геолого-технических мероприятий на пласте Б-0 Озеркинского месторождения Самарской области за период 2013-2022 гг.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

П.В. Кузьменко <sup>1</sup>, Е.В. Алекина <sup>2</sup>

ООО «СамараНИПИнефть»<sup>1</sup>, ФГБОУ ВО «СамГТУ»<sup>2</sup>

город Самара, Россия

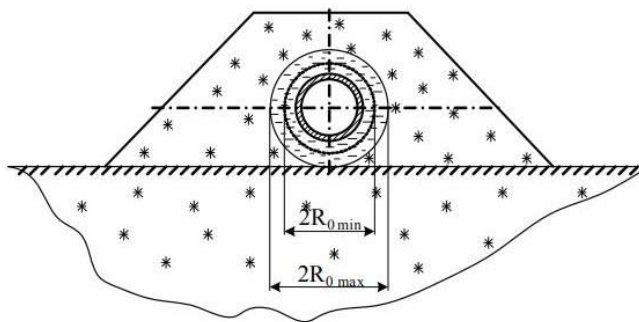
E-mail: [Kuzmenkop@list.ru](mailto:Kuzmenkop@list.ru)

**Аннотация.** Большая часть территории России (около 70%) расположена в районах вечной мерзлоты [1]. Именно в этих регионах сосредоточено более 80% разведанных запасов нефти и около 70% природного газа, поэтому они играют огромную роль в экономике страны. Наряду с проблемами в разведке и добыче полезных ископаемых не менее остро встает вопрос о транспортировке добытых углеводородов в условиях Севера. В процессе строительства трубопроводов происходит интеграция их несущих элементов в естественное природное основание, которая негативно влияет на изменение вечномерзлых грунтов.

**Ключевые слова:** трубопроводный транспорт, Крайний Север, нефтегазовая продукция, транспортировка.

В процессе транспортировки нефтегазовой продукции при низких температурах увеличивается риск образования кристаллогидратов, которые в свою очередь способствуют внутритрубной коррозии трубопроводного транспорта.

Для уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций при транспортировке нефтегазовой продукции в условиях Крайнего Севера предлагается наземный способ прокладки трубопроводов в насыпи, предупреждающий прогрессирующее протаивание грунта под трубопроводом (рис. 1) [2] с использованием композитных материалов труб (КМТ) [3]. Это позволит уменьшить оттаивание мерзлых грунтов, а так же снизить аварийность трубопроводов вследствие разрушения металла, вызванного коррозией.



**Рис. 1.** Схема наземного трубопровода с регулируемым ореолом протаивания

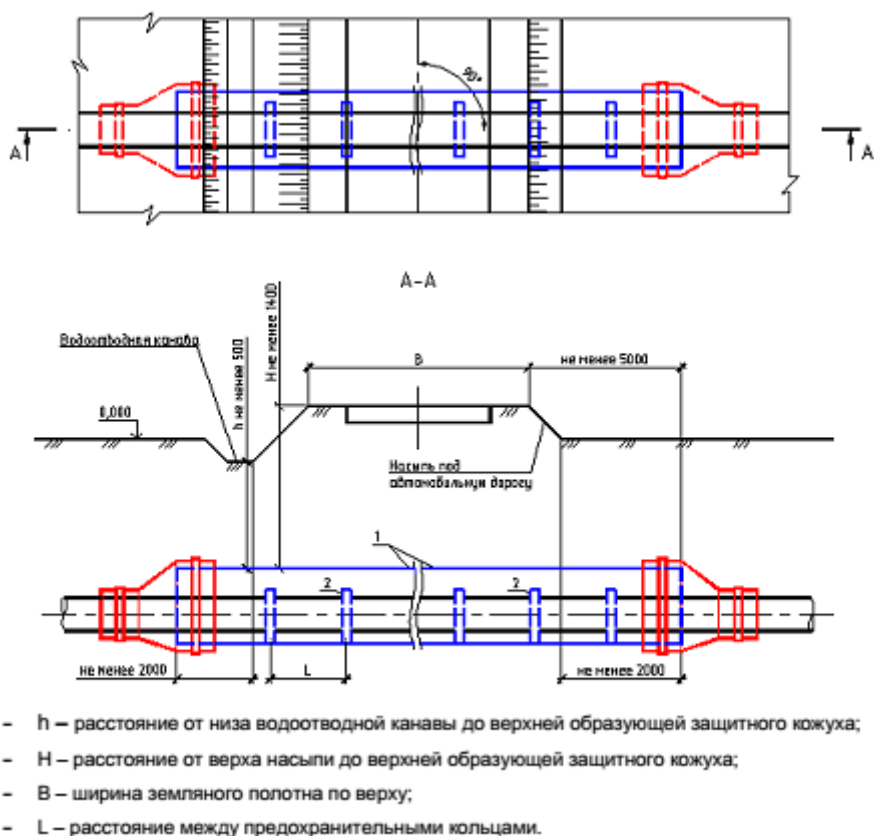


Рисунок 2 – Схема укладки проектируемого трубопровода на переходе через автодорогу

Следует отметить, что в местах пересечений нефтепроводов с автомобильными дорогами следует применять подземный способ в защитных футлярах (рис 2) [4].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Интернет-ресурс [https://ru.wikipedia.org/wiki/Крайний\\_Север](https://ru.wikipedia.org/wiki/Крайний_Север);
2. Статья «О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты», Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья №1 2013, стр. 13;
3. Статья в сборнике трудов конференции «ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ» Омск, 30 октября 2018 года, стр 138-146;
4. ГОСТ Р 55990-2014.

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ  
БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА  
СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТАХОМСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

*В.С. Попенко, Д.А. Мельникова*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия  
vowa.popenko@mail.ru*

**Аннотация.** В ходе данной работы были приведены технические характеристики объекта и проведен анализ законодательной и нормативно-правовой базы по системе безопасности труда, описаны мероприятия по улучшению условий труда бурильщика эксплуатационного и разведывательного бурения. Также произведены инженерные расчеты эффективности виброизоляции по средствам вычисления коэффициента передачи КП.

**Ключевые слова:** бурильщик, коэффициент передачи, СИЗ, Бурильщик.

**Техническое решение:** применять дистанционное управление и автоматическое отключение периодически работающего оборудования и приборов и установить звукоизолирующий кожух, для того чтобы создать комфортные (нормативные) условия работы бурильщика в ООО «РН-Бурение».

На бурильщика в процессе работы действуют опасные и вредные производственные факторы.

Производственно обусловленная заболеваемость проявляется в более тяжелом течении общих заболеваний человека, сокращении трудовой активности, повышенных уровнях инвалидности и смертности. В процессе трудовой деятельности, работник подвергается воздействию факторов производственной среды, которые принято называть вредными и опасными производственными факторами.

Современные темпы развития технологического комплекса на производстве, ввод и эксплуатация нового оборудования несомненно повышают производительность труда, а так же неизбежно приводят к возникновению и концентрации как вредных, так и опасных производственных факторов на рабочих местах, а это в свою очередь увеличивает риск возникновения профессиональных заболеваний и производственных травм.

Официальные данные о состоянии условий и охраны труда в РФ свидетельствуют о неудовлетворительном состоянии дел в вопросах обеспечения безопасности трудовой деятельности. Ежегодно от травм на производстве погибает, по различным официальным источникам, от 2 до 3 тысяч человек, по оценке экспертов Международной организации труда – от 5 до 7 тысяч, официально регистрируется 8 – 10 тысяч случаев профзаболеваний и более 14 тысяч человек становятся инвалидами вследствие трудового увечья и профзаболеваний. Еще в 2007



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

г. Д.А. Медведевым на встрече с представителями бизнеса было озвучено, что в России в год от воздействия опасных и вредных производственных факторов умирает 180 тысяч человек. Впервые публично было признано на столь высоком уровне губительное влияние неблагоприятных условий труда на жизнь и здоровье работающего населения.

При этом следует подчеркнуть, что в профессии с неблагоприятными условиями труда, по результатам предварительного медицинского осмотра происходит отбор наиболее здоровых лиц, изначально с лучшими показателями здоровья, чем у остального населения.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические.

На рабочем месте, вредными производственными факторами для бурильщика, являются: а) физические факторы: - пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - общая вибрация; - недостаточное освещение (естественное - вследствие затененности оборудования, конструкций, искусственное - вследствие плохой работы осветительных приборов); б) биологические факторы отсутствуют; в) химические факторы: - предельные углеводороды; г) психофизиологические: - тяжесть трудового процесса (физическая статическая нагрузка); - напряженность трудового процесса (эмоциональные нагрузки, интеллектуальные нагрузки, монотонность нагрузок, сменность работы). д) травмоопасные: - оборудование, работающее под давлением; - движущиеся части оборудования и механизмы; - поражение электрическим током.

К группе физических факторов относятся подвижные части производственного оборудования, движущиеся машины и механизмы, параметры микроклимата на рабочем месте, уровни шума, вибрации, освещенность рабочего места, уровень электромагнитных излучений и т.д. Химические производственные факторы представляют собой различные вредные и опасные для организма человека вещества, оказывающие определенное воздействие – токсическое, раздражающее, канцерогенное и т.д. Биологические опасные и вредные производственные факторы характеризуются воздействием на работающего, вирусов, бактерий и различных микроорганизмов.

– Психофизиологические производственные факторы – физические и эмоциональные перегрузки, монотонность труда, умственное перенапряжение.

– Воздействие на работника опасного производственного фактора, чаще всего приводит к производственной травме или несчастному случаю. Производственная травма – это результат воздействия на работника различных опасных производственных факторов.

– Несчастный случай – это случай, происшедший с работником, вследствие воздействия опасного производственного фактора. Защита работающих от вредных и опасных производственных факторов, должна обеспечиваться путем снижения уровня воздействия вредных и опасных факторов в источнике, а также применением профилактических и предохранительных мер.

Выбор методов и средств обеспечения безопасности трудовой деятельности, должен осуществляться на основе выявления вредных и опасных факторов

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

(специальной оценки условий труда), присущих тому или иному технологическому процессу.

Главная цель основных направлений государственной политики в обеспечении приоритета сохранения жизни и здоровья работников в процессе их трудовой деятельности. Ее достижение основано на создании системы управления охраной труда с четким правовым нормативным регулированием функций всех звеньев управления на федеральном и региональном уровнях. При этом объектами управления являются предприятия, учреждения, организации, где формируются свои системы управления охраной труда (СУОТ), направленные на реализацию государственных нормативных требований охраны труда, обеспечивающих его безопасность.

Коллективные и индивидуальные средства защиты работников – это технические средства, которые используют, чтобы предотвратить или уменьшить воздействие на работников вредных и (или) опасных производственных факторов, а также защитить их от загрязнения (ч. 7 ст. 209 ТК РФ). Немалую роль в обеспечении безопасности трудовой деятельности играет – управление профессиональными рисками.

В решении улучшения условий труда большую роль играет осуществление оздоровительных мероприятий. В связи с этим, в данной дипломной работе: проведена оценка условий труда; разработаны мероприятия по улучшению условий труда.

По результатам оценки производственных факторов разработали систему обеспечения и соблюдения требований, предусмотренных действующим законодательством; корректирующие мероприятия, направленные на создание максимально безопасных условий труда; обеспечение работников средствами индивидуальной защиты. Отработаны основные системные мероприятия по безопасным условиям труда бурильщика эксплуатационного и разведывательного бурения.

В связи с тем, что на рабочих местах присутствуют неустраняемые вредные факторы, работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями, в соответствии с Трудовым Кодексом РФ положены следующие льготы и компенсации:

- оплата труда в повышенном размере работникам, не менее 4%.
- сокращенная продолжительность рабочего времени не более 36 часов в неделю;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев С. П. Борьба с шумом и вибрацией в машиностроении /С. П. Алексеев, А. М. Казаков, Н. П. Колотиков - 3-е изд. - М.: Машиностроение, 2008. - 207 с.
2. Генкин Б. М. Эффективность труда и качества жизни: учебное пособие / Б. М. Генкин. - СПб: СПб ГИЭА, 2013. - 112 с.
3. Глебова Е. В. Производственная санитария и гигиена труда: учебное пособие для вузов / Е. В. Глебова. – М.: Высшая школа, 2012. - 383 с.

4. ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения» (вместе с «Программами обучения безопасности труда») (введен в действие Приказом Росстандарта от 09.06.2016 N 600-ст)
5. ГОСТ 12.0.230.1-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Руководство по применению ГОСТ 12.0.230-2007» (введен в действие Приказом Росстандарта от 09.06.2016 N 601-ст). 2007. - 18 с.

УДК 662.69

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА УСИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*С.В. Куприенко, Н.Ю. Хохлова*

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация, [kuprienko-585856@mail.ru](mailto:kuprienko-585856@mail.ru)*

**Аннотация.** Авторами в статье проведена оценка эффективности проведения ГРП среднедевонской залежи Усинского месторождения

**Ключевые слова:** запасы углеводородов, гидроразрыв пласта, призабойная зона.

Запасы нефти, которые являются трудно извлекаемыми и относятся к слабо дренируемым, с низкой проницаемостью неоднородным и расчлененным коллекторам в последнее время разрабатываются все больше и чаще.

В настоящий период заметно ухудшение условий добычи как в целом по России, так и в отдельных регионах, в том числе в Республике Коми.

Из негативных факторов, влияющих на добычу следует выделить следующие:

- значительное число скважин, которые простаивают, не участвуют в процессе разработки месторождений, что снижает добычу нефти;
- большая выработанность месторождений;
- доля мелких месторождений увеличивается;
- доля залежей где добывают высоковязкую нефть возрастает;
- дебит скважин по извлечению нефти уменьшается;
- возрастает обводненность у действующих скважин.

Гидравлический разрыв пласта является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, воздействие ГРП вскрывает плохо проницаемые пласты, и увеличивает темпы отбора нефти из них.

После применения ГРПкратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины. При этом увеличивается нефтеотдача жидкости за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрим результаты проведения ГРП на скважинах среднедевонской залежи Усинского месторождения.

В административном отношении Усинское нефтяное месторождение находится в Республики Коми, в 30 км к северу от г. Усинска [1].

Основная залежь нефти классифицируется как пластовая, сводовая, стратиграфически и тектонически-экранированная. На юго-западе основная залежь ограничена границей размыва среднедевонских отложений. Залежь нефти является многопластовой, неоднородной по разрезу.

К настоящему времени допущено многократное снижение дебитов жидкости по отношению к тем, с которыми скважины уже работали раньше достаточно продолжительный период.

Повышение эффективности разработки залежи в значительной степени связано с объемами и результативностью работ, направленных на своевременную изоляцию обводнившихся прослоев, проведение по ряду скважин гидравлических разрывов пластов, вовлечение в активную разработку менее проницаемых прослоев с высокой остаточной нефтенасыщенностью.

Наиболее эффективными показали себя проведение ГРП на скважинах среднедевонской залежи Усинского месторождения.

Продуктивность работ устанавливается техническими и геологическими факторами. Самым существенным техническим фактором считается объём продавленного в пласт проппанта. Подбор скважины, учитывая особенности геологического строения пласта и состояния его разработки если был сделан корректно, то и проведение ГРП можно считать продуктивным.

Существенные технические показатели процесса разрыва: достигнутые давления, объём продавленного в пласт закрепляющего материала (проппанта), применяемые жидкости разрыва, скорость закачки жидкости разрыва.

В настоящий период для предотвращения выноса проппанта из трещины разработана технология PropNET [2], которая предполагает закачку в пласт одновременно с проппантом стекловолокно, которое, вместе с проппантом, гарантирует наибольшую надежность проппантной пачки.

Для минимизации степени остаточного загрязнения трещины внедрены низкополимерные жидкости разрыва LowGuag и система добавок в деструктору CleanFLOW. Используется не загрязняющая пласт жидкость ГРП ClearFrac, не требующая деструктора.

Одно из последних достижений в технологии гидроразрыва – это сбор данных о пластовых условиях и оборудование для мониторинга, а также компьютерное оборудование для управления процессом.

Созданы компьютерные системы для работы в полевых условиях, программа для анализа и графического отображения в реальном времени процессов разрыва, закачки, падения давления после закрытия скважины, системы определения реологических характеристик с компьютерным интерфейсом. Например, использование программы РН-ГРИД [3], которая обеспечивает выполнение всех инженерных расчётов, необходимых для проектирования и анализа гидроразрыва пласта.

Рассмотрим результаты расчета по такой программе скважине 128 (рис.1, 2,3).

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

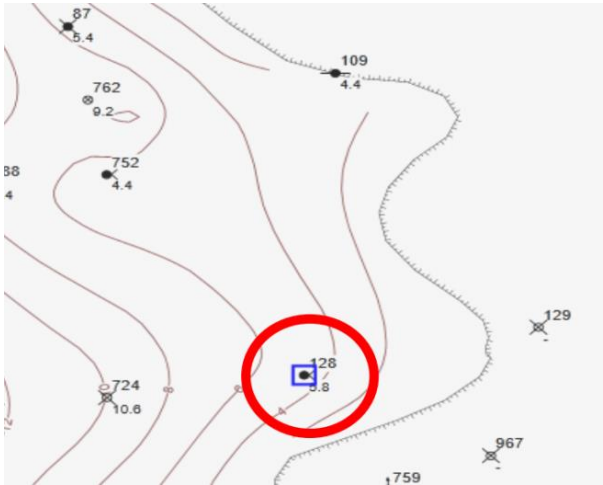


Рис.1. Расположение скважины №128 Усинского месторождения

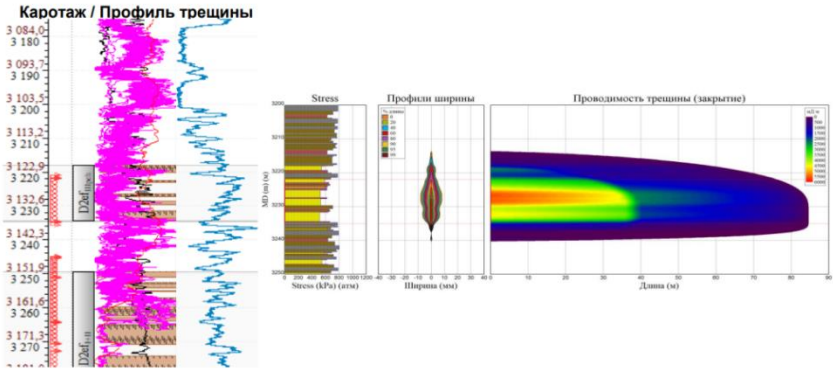


Рис.2. Геометрия трещины

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождение **Усинское**  
 Скважина / Куст **128**  
 Пласт **DzeffIII**

### Параметры пласта

Pr / Пластовое давление, атм	222.30
Ptest / Забойное давление, атм	200.00
Pbp / Давление насыщения, атм	82.00
K / Проницаемость, среднезвещ. мД	0.44
H / Эффективная мощность, м	33.00
Mo / Вязкость нефти, сПз	1.025
Vo / Объемный фактор	1.19
Cf / Сжимаемость, 1/атм	0.00004
Re / Радиус дренирования, м	300.00
Rw / Радиус скважины, м	0.073
Skin So / Скин фактор	5
Ф / Пористость, средняя	13.70%
Предполагаемая обводненность, %	60%

Плотность нефти, п.у. **0.847** г/см<sup>3</sup>  
 API = 141.5 / sg - 131.5 \ В единицах АНИ **35.56** °API

### Параметры трещины

Xf / Полуудлина трещины, м **84.6**  
 Wf / Средняя ширина трещины, м **0.009**  
 Kf / Проницаемость трещины, мД **278894**

### Пропант

20/40 Fores **20.0**  
 16/20 Fores **20.0**  
**0.0**

### Параметры перед ГРП

Pibefore / Кпрод перед ГРП	0.07	м <sup>3</sup> /бар/сут
Qtotal / Дебит общий при s=So, Pзаб.=Pbp	9.1	м <sup>3</sup> /сут
Qtotal / Дебит общий при s=So, Pзаб.=Ptest	5.0	м <sup>3</sup> /сут
Qoil / Дебит нефти при s=So, Pзаб.=Ptest	4.0	м <sup>3</sup> /сут
Qwater / Дебит воды при s=So, Pзаб.=Ptest	1.0	м <sup>3</sup> /сут
Qmax(AOF) / Максимальный дебит жидкости	12.1	м <sup>3</sup> /сут

### Параметры после ГРП (ожидаемые)

Fcd / Безразмерная проводимость трещины	70.363	
Sf / Скин-эквивалент после обработки	-6.08	
Pifrac / Кпрод после ГРП	1.11	м <sup>3</sup> /бар/сут
Qtotal / Дебит жидк. при s=Sf, Pзаб.=Pbp	156	м <sup>3</sup> /сут

Qf total / Дебит жидкости при s=Sf, Pзаб.=Ptest атм	24.5	м <sup>3</sup> /сут
Qoil / Дебит нефти при s=Sf, Pзаб.=Ptest атм	9.7	м <sup>3</sup> /сут
	8.2	т/сут

Qf water / Дебит воды при s=Sf, Pзаб.=Ptest атм **14.7** м<sup>3</sup>/сут

Qmax(AOF) / Максимальный дебит жидкости **206.6** м<sup>3</sup>/сут

Рис.3. Результаты расчета

На среднедевонской залежи в последнее время было проведено 7 гидроразрыва пласта, 4 из которых с положительным эффектом, а 3 с кратковременным эффектом (табл. 1). Суточный дебит нефти по скважинам до и после обработки ГРП представлен на рис.4.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Результаты технических показателей проведения гидравлического разрыва пласта на Усинском месторождении

Эффект	Номер скважины	Эффективная толщина, м	Инициатор разрыва, м <sup>3</sup>	Общий объём проппанта (расчетный), м <sup>3</sup>	Объём проппанта помещённого в пласт, м <sup>3</sup>	Давление ГРП, МПа	Дебит нефти, т/сут							
							до мероприятия	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	
кратковременный	271	35	65,6	11	9,5	67	3,2	4,7	–	–	–	–	–	–
	255	28,8	67,8	10,8	5,8	66	4,1	15	4,7	–	15,5	6,7	5,9	
	810	22	73,7	15,7	12,6	66	5,2	10	–	–	–	–	–	
положительный	5408	36	67,7	10,7	7,4	69	5,9	22,1	19,9	20,9	20,4	12	10,1	
	290	17	72,4	15,3	10,4	65	13,6	35,7	23,9	20,1	23,4	16,1	15,7	
	566	12	69,6	10	8,4	65	19,3	51,1	33,3	24,2	20,8	20,1	19,9	
	188	54,9	90,1	15	8,1	69	2,7	37,1	30,6	22,3	23,1	21,3	17,3	

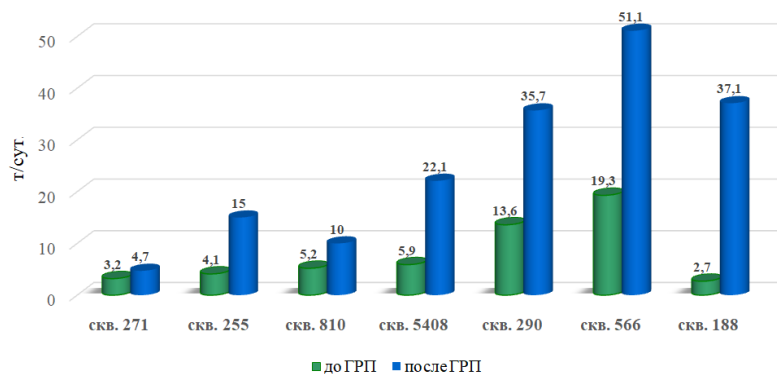


Рис. 4. Суточный дебит нефти по скважинам до и после обработки ГРП

Проект ГРП на Усинском месторождении показал увеличение добычи нефти, что говорит о его высокой эффективности.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проект разработки Усинского месторождения.
2. Борьба с выносом проппанта - Что такое Борьба с выносом проппанта? -  
Техническая Библиотека Neftegaz.RU
3. <https://rn.digital/rngrid>

УДК 661.185

### ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНО- АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА

*А.Е. Алексеев<sup>1</sup>, Ю.Ю. Белоусова<sup>1</sup>, П.В. Склюев<sup>1,2</sup>*

*<sup>1</sup>Самарский государственный технический университет,*

*ООО "СамараНИПИнефть",*

*г. Самара, Российская Федерация*

*[p.v.sklyuev@gmail.com](mailto:p.v.sklyuev@gmail.com)*

#### Аннотация

В данной работе представлены результаты синтеза поверхностно-активного вещества (ПАВ) из отходов производства фенола и ацетона и оценка его поверхностной активности по данным межфазного натяжения. Показано, что ПАВ может быть получен относительно простым и недорогим способом из низкокачественного недефицитного сырья, что решает ряд проблем, связанных с хранением и утилизацией фенольной смолы (ФС). Полученные результаты могут служить основой для разработки более эффективных ПАВ и составов на их основе.

**Ключевые слова:** поверхностно-активное вещество, фенольная смола, сульфирование, межфазное натяжение, поверхностная активность.

#### Введение

Большинство существующих методов воздействия на пласт основано на применении различных нефтепромысловых реагентов, направленных на сохранение, восстановление и улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, сохранение работоспособности оборудования, облегчение технологических операций и т.д. Наиболее часто используемыми и дорогостоящими компонентами технологий повышения нефтеотдачи пластов являются ПАВ различных классов, обладающие уникальными свойствами, в частности, способные снижать межфазное натяжение на границах раздела фаз.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода играет важную роль в процессах вытеснения и добычи нефти. ПАВ снижают межфазное натяжение между нефтью и водой, способствуют диспергированию и отмыву нефти, способны изменять смачиваемость пористой среды, снижают вязкость нефти и набухаемость глин. Данные свойства находят применение в нефтегазовом деле в ряде технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта [1, 2]. Степень снижения межфазного натяжения зависит от типа ПАВ, его концентрации, условий залегания и характеристик пластовых флюидов. Для внедрения и оптимизации технологий с использованием ПАВ требуется комплексный подход, включающий лабораторные исследования, моделирование пластовых условий и опытно-промышленные испытания на месторождении.

Актуальность данного исследования заключается в поиске новых источников сырья для синтеза ПАВ и возможности превращения отходов производства в ценные продукты. В качестве сырья для синтеза ПАВ в данной работе рассматривалась фенольная смола, которая является трудно утилизируемым и неликвидным отходом производства фенола и ацетона [3]. Целью данной работы является оценка возможности получения ПАВ из фенольной смолы и применения его в процессах повышения нефтеотдачи пластов по данным межфазного натяжения на границе с углеводородами. Научная значимость заключается в расширении знаний о химических и физических свойствах синтезированных ПАВ.

### Основная часть

В трехгорлую круглодонную колбу, снабженную мешалкой, обратным холодильником и капельной воронкой, поместили навеску фенольной смолы. Колбу погрузили в термостат и термостатировали. По достижении требуемой температуры прикапывали серную кислоту квалификации «хч» в течение 50 минут. После прикапывания смесь перемешивали ещё час, затем содержимое колбы охлаждали. Реакционную смесь нейтрализовали щелочью концентрацией 47%, добавляя по 1-2 капли через каждые 1-2 минуты. Нейтрализованную массу высушивали при температуре 90°C. Потеря массы составила 23%. Для удаления солей навеску высушенной массы растворяли при нагревании в этилацетате. Раствор охлаждали и фильтровали через бумажный фильтр «синяя лента». Осадок на фильтре промывали до обесцвечивания стекающего растворителя. От фильтрата отогнали растворитель, остаток довели до постоянной массы при 90°C. Содержание солей составило 40%.

Для оценки эффективности снижения межфазного натяжения использовали обезвоженный и обессоленный продукт синтеза и исходную фенольную смолу в виде 0,1%-ных водных растворов. В качестве углеводородной фазы использовали керосин осветительный КО-25 по ТУ 38.401-58-10-01. Измерения проводили при помощи видеотензиометра Data Physics SVT15 по методу вращающейся капли.

Для проведения измерения межфазного натяжения системы «керосин – водный раствор ПАВ» приготовили раствор ПАВ концентрацией 0,1%. Вид капли в процессе измерения приведен на рисунке 1, результаты определения межфазного натяжения на границе раздела вода-керосин – на рисунке 2.

# РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

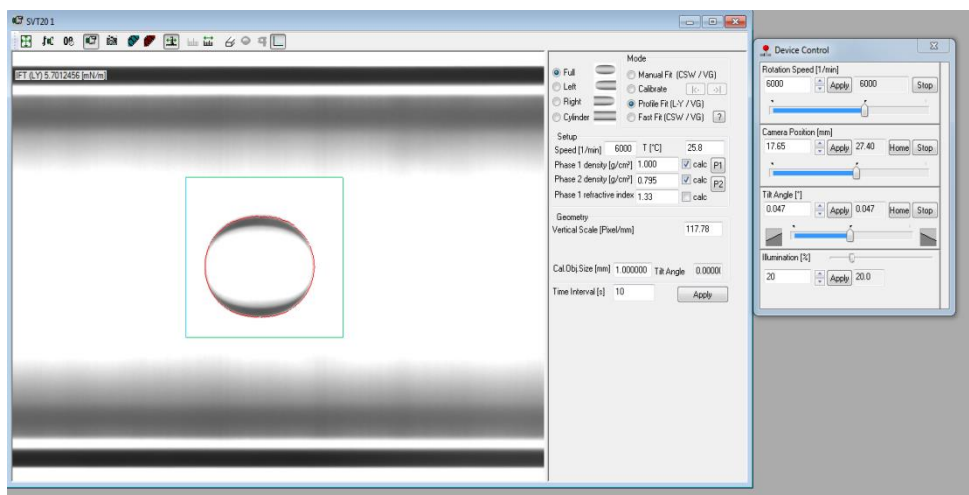


Рисунок 1 – Внешний вид капли в процессе измерения межфазного натяжения

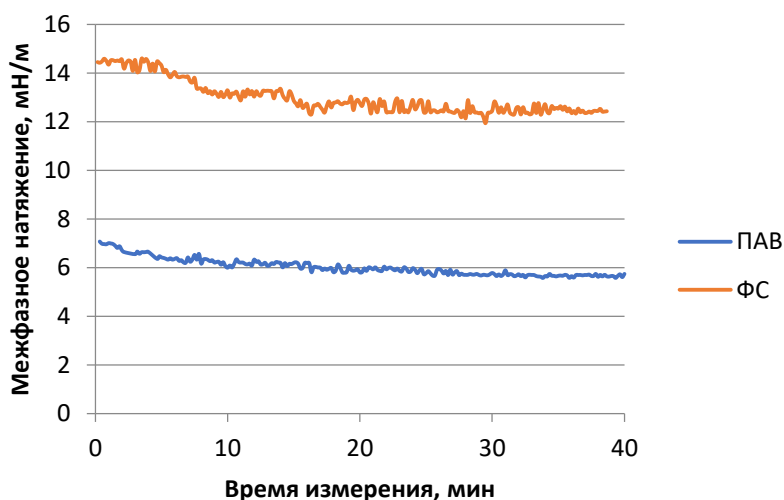


Рисунок 2 – Значения межфазного натяжения на границе раздела керосин-водный раствор ПАВ и керосин-раствор ФС

Значение межфазного натяжения на границе «керосин – раствор фенольной смолы» приблизительно равно 12,38 мН/м. Полученное ПАВ снижает межфазное натяжение приблизительно до 5,66 мН/м, или в 2,2 раза по сравнению с исходным раствором фенольной смолы, из которого был синтезирован данный ПАВ.

## Выводы

На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что получение поверхностно-активного вещества из фенольной смолы возможно и может быть осуществлено с использованием относительно недорогих реагентов.

В результате экспериментов было установлено, что полученный ПАВ недостаточно эффективно снижает межфазное натяжение на границе "углеводороды – водный раствор ПАВ". Это указывает на необходимость дальнейшей доработки синтезированного ПАВ путем модификации его химической структуры или оптимизации процесса синтеза.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета – 2013.
2. Латыпов А.Г. Повышение эффективности физико-химического воздействия на нефтеводогазонасыщенный пласт с помощью нефте-, водо-, и нефтеводорастворимых ПАВ. // Нефтегазовое дело – 2011.
3. К.Р. Рамазанов, В.П. Севастьянов. Функциональные добавки в полимерные композиты. Технология регенерации фенольной смолы./ Химия и химические технологии – 2013.

## ТЕХНОЛОГИЯ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

*Д.А. Зубанков, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков, В.Е. Чомарян*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

*[babitskayaki@gmail.com](mailto:babitskayaki@gmail.com)*

**Аннотация.** В данной работе рассмотрена технология мультимодальной обработки призабойной зоны пласта, а также перспектива развития данной технологии в сочетании с химическим реагентом.

**Ключевые слова:** обработка призабойной зоны пласта, продуктивность скважины, акустические волны, полужвуковое воздействие, раствор поверхностно-активных веществ.

Для поддержания стабильных темпов добычи нефти необходимым является применение эффективных методов воздействия на призабойную зону пласта.

Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) и снижение продуктивности нефтедобывающих скважин может происходить по ряду причин: выпадение солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), продуктов коррозии, образование корки при перфорации, попадание бурового

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

глинистого раствора или жидкости глушения в пласт и т.д. Для решения данных проблем существует множество технологических приемов, особое место которым принадлежит физико-химическим и акустическим методам, а сочетание данных методов позволяет повысить эффективность воздействия [1-3].

Технология акустической обработки ПЗП заключается в воздействии акустическими волнами звукового (с частотой 20 – 20 000 Гц) и ультразвукового спектра (с частотой 20 000 – 40 000 Гц) поинтервально точно на прискважинную зону продуктивного пласта.

Состав рассматриваемого устройства приведен в структурной схеме (рис. 1).

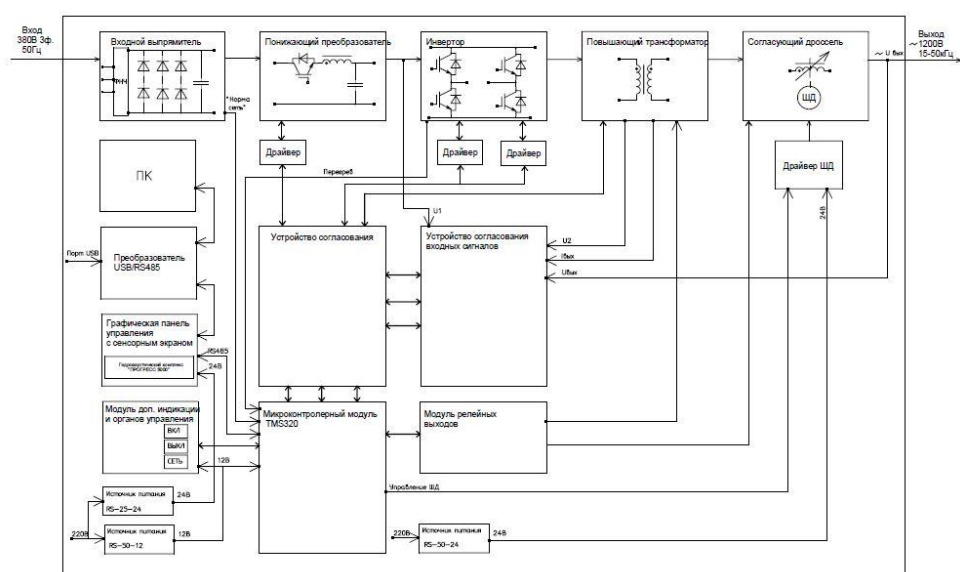


Рис. 1. Структурная схема устройства

В состав источника входят следующие функциональные модули:

- Источник напряжения:
  - Входной однофазный выпрямитель,
  - Емкостной фильтр с устройством ограничения тока заряда,
  - Понижающий преобразователь,
  - Мостовой инвертор,
  - Высокочастотный трансформатор,
  - Устройство управления инвертором,
  - Выходной дроссель регулируемый.

- Контроллер,
- Устройства индикации и управления,
- Вспомогательный источник питания.

Емкостной фильтр заряжается через входной выпрямитель и устройство ограничения зарядного тока от сети однофазного переменного тока до напряжения 310В. Понижающий преобразователь обеспечивает регулирование входного напряжения, подаваемого на мостовой инвертор, который преобразует постоянное напряжение в переменное частотой в диапазоне 15-50 кГц. Высокочастотный трансформатор, включенный в диагональ моста через разделительный конденсатор, повышает выходное переменное напряжение до 900В.

Регулируемый выходной дроссель, с ручным приводом включенный последовательно с вторичной обмоткой, обеспечивает требуемое согласование источника с нагрузкой. Регулировка зазора в дросселе происходит путем вращения шестигранным ключом регулировочного винта ручного привода.

Регулирование амплитуды выходного напряжения осуществляется понижающим преобразователем и коммутацией вторичных обмоток трансформатора. В устройстве управления реализованы функции поиска и поддержание резонансной частоты, стабилизации выходной мощности, ограничение выходного тока (10А-максимум) и напряжения (1000В-максимум), защита от коротких замыканий и перегрева.

Функции управления источником напряжения, модуля частотной коммутации, контроля, индикации осуществляет контроллер, изготовленный на базе микроконтроллера TSM320.

Источник имеет ручной и автоматический режим работы.

При обработке ПЗП в скважину спускается акустический излучатель, основным элементом которого является электроакустический преобразователь (магнитострикционный или пьезокерамический). Он осуществляет передачу акустической энергии в жидкую среду и создает заданную интенсивность акустического поля. Уровень призабойной зоны продуктивного пласта определяется перед обработкой с помощью геофизических исследований (ГИС). Устройство производит сканирование заданного оператором частотного интервала с целью поиска резонансной частоты, затем устройство стабилизирует и поддерживает эту частоту на выходе, осуществляя при этом стабилизацию выходной мощности для исключения выхода системы за штатные параметры работы [4].

Генератор формирует ряд импульсных сигналов, созданных модуляцией электрических сигналов разной частоты и амплитуды (рис. 2).



Рис. 2. Форма электрического сигнала после модуляции

Форма модуляции сигнала в режиме частотной модуляции определяется наложением формы сигнала в режиме частотной модуляции и сигнала низкочастотной составляющей. Основная форма модуляции формируется из трех значений — верхней, нижней и средней частоты диапазона высокочастотной модуляции. Длина формы задается в диапазоне от 25 до 100 дискрет периодом низкочастотной (НЧ) модуляции. Длительность импульса НЧ модуляции определяет часть периода, где к основной форме модуляции добавляется дельта, определяемая НЧ амплитудой. Минимальная длительность импульса НЧ модуляции 5 дискрет. Дискрета изменения модуляции определяется как обратное значение частоте модуляции. Длительность работы системы в автоматическом режиме программируется с помощью параметров циклограммы.

Таким образом, происходит обработка всего интервала продуктивного пласта акустическими волнами не только ближней зоны скважины, но и удаленной.

Перспективным направлением является сочетание данной обработки с физико-химическим воздействием.

Рассмотрим опыт внедрения «классической» ультразвуковой обработки с применением химического реагента. Одной из первых данное сочетание было предложено компанией ПАО «Татнефть», где предлагалась комплексная технология акустико-химической обработки призабойной зоны пласта. В качестве реагента использовался углеводородный раствор катионного поверхностно-активного вещества (ПАВ). Кроме того, предлагалось произвести перестрел пласта в среде раствора катионного ПАВ. Особым отличием данной технологии заключалось в том, что процесс полизвуковой обработки пласта проводят не в статической среде, а в движущемся растворе ПАВ. Обработка проводилась магнитострикционным преобразователем в диапазоне частот от 18 до 25 кГц с интенсивностью до 0,8–1,0

кВт/м<sup>2</sup>. Были проведены опытно-промышленные испытания, результаты которых показали высокую эффективность данной технологии. Скважины бездействующего фонда, после ОПЗ пласта ультразвуковыми акустическими волнами в углеводородном растворе катионного ПАВ в динамическом режиме увеличивают дебит нефти до 3,0-7,0 т/сут. С 1996 г. объем внедрения новой технологии в ПАО «Татнефть» составил более 300 скв-операций и накопленной дополнительной добычей нефти более 200 тыс. т [5].

Таким образом, можно утверждать о перспективе сочетания мультимодальной обработки ПЗП и использования химического реагента. Данная технология позволит произвести очистку всего интервала продуктивного пласта от всех видов загрязнений и увеличить продуктивность нефтедобывающей скважины.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К.* Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. *Кузнецов О.Л., Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. - 193 с;
3. *В.Н. Хмелев, Г.В. Леонов, Р.В. Барсуков, С.Н. Цыганок, А.В. Шалунов* Ультразвуковые многофункциональные и специализированные аппараты для интенсификации технологических процессов в промышленности, сельском и домашнем хозяйстве /. – Барнаул: АлтГТУ, 2007. – 400 с.
4. *Патент № RU 2162519*, Способ акустической обработки продуктивной зоны скважины и устройство для его реализации, 2001 г.
5. *М.Х. Мусабиров, В.В. Землянский, С.К. Чепик* Технологии комплексного воздействия на призабойную зону пласта. Георесурсы 3[11], 2002 – с. 46-48.

УДК 665.1.09

## РАЗРАБОТКА САМОГЕНЕРИРУЮЩЕЙСЯ ПЕННОЙ КИСЛОТНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

*А.В. Маслов<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 тестированию глинокислотного самогенерирующегося пенного состава (СППС). В качестве

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

пенообразователя и стабилизатора пен использовался анионное поверхностно-активное вещество (АПАВ). Проведено сопоставление эффективности АПАВ и неионогенных ПАВ (НПАВ). Подобрана оптимальная концентрация кислотных присадок, обеспечивающих стабилизацию железа и защиту от коррозионного воздействия смеси кислот.

**Ключевые слова:** кислотная обработка (КО), самогенерирующиеся пенные составы (СГПС), пенообразователи, стабилизаторы пен, поверхностно-активные вещества

Основной причиной низкого охвата заводнением малопродуктивных коллекторов является низкая приемистость в большинстве нагнетательных скважин, не компенсирующая отбор жидкости из добывающих скважин. При совместной закачке воды в скважины, в которых перфорированы и малопродуктивные и высокопродуктивные интервалы в большинстве случаев низкопроницаемые пропластки не принимают воду даже при повышенном давлении [1]. Твердые частицы, привносимые закачиваемой водой, закупоривают фильтрационные каналы продуктивного пласта и снижают приемистость нагнетательных скважин вплоть до полного прекращения закачки [2].

При освоении скважин после бурения, переводов на другие горизонты и т.д. стандартный комплекс мероприятий (ГКО-ПАВ) дополняется технологией разглинизации для восстановления первоначальной проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) коллекторов, что достигается закачкой в пласт комплекса реагентов - разглинизаторов, переводом привнесенных глинистых минералов в тонкодисперсное состояние с последующим их частичным растворением и удалением из призабойной зоны пласта. В качестве разглинизаторов используют бикарбонат или гипохлорит натрия в соляной кислоте с добавкой катионактивных ПАВ. Растворы ПАВ показали высокую эффективность при освоении и обработке ПЗП нагнетательных скважин в связи с их высокой нефтеотмывающей способностью, понижением межфазного натяжения на границе нефть-вода, улучшением вымывания глинистых частиц [3]. Поверхностно-активные вещества снижают набухание глинистых частиц по сравнению с пресной водой, а также предотвращают уплотнение продуктов реакции в ПЗП за счёт наличия газовой фазы [4]. Применение водных растворов ПАВ для освоения скважин, вышедших из бурения, и обработки ПЗП сокращает сроки освоения в 2–3 раза при давлении значительно ниже давления гидроразрыва пласта, способствует увеличению приемистости в 1,5–2 раза и росту охвата пласта заводнением на 15–25% [3].

В качестве дополнительного мероприятия к указанной технологии разглинизации рекомендуется применение СГПС на основе хлористого аммония, нитрита натрия и катионактивных ПАВ или пеногенерирующих шашек. Генерирование пены на забое скважины и ПЗП обеспечивает довольно резкое снижение забойного давления, увеличение скорости притока жидкости из пласта, а также вынос глинистых минералов и продуктов реакции.

В случае высокой неоднородности коллектора стандартный кислотный состав поступает в высокопроницаемый интервал, в котором быстро происходит нейтрализация кислоты, что приводит к снижению эффективности кислотных обработок. Повышение эффективности кислотной обработки ПЗП нагнетательных



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважин является актуальной задачей в связи со снижением эффективности повторных КО. Целью настоящей работы является подбор оптимальной рецептуры кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта нагнетательной скважины пласта Д1.

### Основная часть

Для проведения испытаний готовили два раствора – газогенерирующий и кислотный. Газогенерирующий состав содержал, % масс.: 35,40 – мочевины, 21,40 – нитрита натрия  $\text{NaNO}_2$ , 43,20 – воды. Азот, входящий в состав мочевины, имеет степень окисления -3 и вступает в реакцию межмолекулярного окисления-восстановления с азотом нитрита натрия, имеющим степень окисления +3. Газообразными продуктами реакции являются азот и его оксиды, углекислый газ. Реакция происходит с выделением тепла.

В кислотный состав, содержащий 20% масс. соляной кислоты, 2% масс. плавиковой кислоты и 2% масс. ПАВ, добавляли стабилизатор железа Ni-Iron и ингибитор коррозии PROD CI-300. В качестве пенообразователя и стабилизатора пены использовался лауретсульфат натрия  $\text{RO}-(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O})_n-\text{SO}_3\text{Na}$ ,  $R=12-14$ ,  $n=2$ . В мерный цилиндр объемом  $1000 \text{ см}^3$  помещали 5 г ГГС и добавляли 15 г КС. Кратность пены определяли как отношение максимального объема пены к объему смешиваемых растворов. После отстоя пены определяли общую кислотность методом прямого кислотного титрования по метиловому оранжевому в соответствии со стандартным методом [5]. Остаточная концентрация смеси кислот по результатам титрования составила 9,25% масс.

Изученные ранее поверхностно-активные вещества показали невысокую эффективность в отношении стабилизации пены и, особенно, кратности пены [6]. Максимальный объем пены наблюдался при использовании оксиэтилированных алкилфенолов - неололов АФ9-10 и АФ9-12, стабильность пены – при добавлении маслорастворимых ПАВ – неололов АФ9-4 и АФ9-6, а также водомаслорастворимых алкилбензолсульфонатов. Кратность пены с использованием лауретсульфата натрия составила 37,25, время полувыделения жидкой фазы – 15 минут. Сопоставление приготовленного состава с испытанными ранее приведено на рисунке 1.

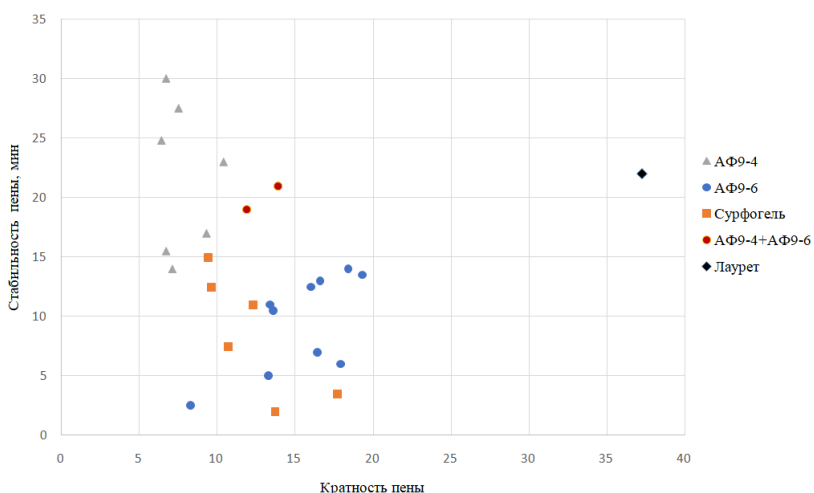


Рисунок 1. Стабильность и кратность пены при использовании различных ПАВ

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для кислотного состава было определено оптимальное содержание кислотных присадок в соответствии со стандартными методами, применяемыми нефтяными компаниями. С целью определения стабилизирующего действия по отношению к ионам железа в кислотный состав добавляли гексагидрат хлорида железа до достижения концентрации 5000 ppm, после чего 50 см<sup>3</sup> КС выдерживали при пластовой температуре 64°C. По истечении указанного времени фиксировали цвет и наличие или отсутствие осадка. Тест считали пройденным в случае отсутствия помутнения, осадка и изменения цвета. По результатам проведенных определений оптимальная концентрация стабилизатора железа Ni-Iron составила 12 л/м<sup>3</sup>. Для определения скорости распространения коррозии образцы, изготовленные из НКТ, выдерживали 2 часа при пластовой температуре. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Результаты подбора оптимальной концентрации ингибитора коррозии

Дозировка ингибитора коррозии, л/м <sup>3</sup>	Площадь образца, м <sup>2</sup>	Масса образца до испытания, m <sub>0</sub> , г	Масса образца после испытания, m <sub>1</sub> , г	K, г/м <sup>2</sup> *ч
0	0,003211	43,7486	43,6961	32,7001
0,5	0,003201	44,2276	44,1967	19,3065
3	0,003206	44,7385	44,7288	6,0512
5	0,003204	45,6633	45,6537	5,9925

### Выводы

В результате проделанной работы разработан поверхностно-активный глинокислотный состав, катализирующий окислительно-восстановительную реакцию между нитритом натрия и мочевиной в газогенерирующем составе. В соответствии со стандартными методами установлена оптимальная концентрация кислотных добавок, она составляет для стабилизатора железа – 12 л/м<sup>3</sup>, для ингибитора коррозии – 3 л/м<sup>3</sup>. Дальнейшее увеличение содержания ингибитора коррозии не приводит к значительному снижению скорости распространения коррозии. Остаточная после генерирования пены концентрация смеси кислот достаточна для очистки ПЗП от кольматантов и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хисамутдинов Н.И., Тахаутдинов Ш.Ф., Телин А.Г., Зайнетдинов Т.И., Тазиев М.З., Нурмухаметов Р.С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». - 2001. - 184 с.
2. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. – М.: Недра, 1983, 256 с.
3. Бакиров А.У., Барьюдин В.Л., Бахишев Ю.Ю., Бедриковецкий П.Г., Девликамов В.В., Злотский С.С., Калиновский Ю.В., Левченко В.С., Мархасин В.И., Мархасин И.Л., Мирзаджанзаде А.Х., Пешкин О.В., Рахманкулов Д.Л. Химические методы в процессах добычи нефти. – М.: Наука, 1987. – 239 с.

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. ГОСТ 857-95. Кислота соляная синтетическая техническая. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2006. – 20 с.
6. Маслов А.В., Склюев П.В. Разработка термопенокислотного состава для обработки карбонатных коллекторов / Ашировские чтения. 2022. Т. 1. № 1 (14). С. 359-363

УДК 622.276

## МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ОБЪЕКТЕ С-3 ПОДГОРНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*К.П. Маслов<sup>1</sup>, А.М. Зиновьев<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*

<sup>2</sup> *ООО «Самарский научно-исследовательский и  
проектный институт нефтедобычи,  
Самара, Россия*

### **Аннотация**

В работе был проведен анализ борьбы с АСПО на примере скважин Подгорненского месторождения. Проведённый в работе анализ показал, что АСПО являются одной из основных причин снижения нефтеотдачи на месторождении, что обусловлено снижением продуктивности действующего фонда скважин и неравномерности выработки запасов.

**Ключевые слова:** асфальтены, парафины, смолы, месторождение, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, ингибиторы, предотвращение, удаление.

Анализ проведён по основному объекту разработки Подгорненского месторождения – пласту С-3 Подгорненского поднятия, период времени – с 2015 г. по состоянию на 01.01.2023 г.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время эксплуатация нефтегазовых месторождений характеризуется существенным осложнением добычи нефти вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, роста фонда скважин с различными видами осложнений за счёт выпадения солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), гидратов, обводнения и эмульгирования скважинной продукции наряду с тенденцией снижения эффективности проводимых работ в данных направлениях.

Одним из наиболее серьёзных осложнений при добыче и транспортировке нефти являются АСПО. На многих месторождениях эксплуатационный фонд

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

подвержен интенсивным процессам формирования и накопления на скважинном оборудовании отложений, снижающих продуктивность добывающих скважин и, как следствие, их межремонтный период (МРП). Отложения формируются также в системе сбора продукции скважин, затрудняя её транспортировку, требуя периодической очистки внутренней поверхности труб.

Объект С-3 Подгорненского поднятия представлен терригенным типом коллектора, залежь пластовая, литологически экранированная. Суммарная нефтенасыщенная толщина по скважинам составляет 9,1 м. Коэффициент песчаности - 0,77, расчлененность - 3,2, площадь залежи - 8,2 x 3,5 км, высота залежи 44 м. По результату исследований поверхностной пробы, нефть сернистая (массовое содержание серы 1,04%), малосмолистая (смола 4,25%+ асфальтенов 0,42%), парафинистая (7,16%).

На скважинах объекта С-3 Подгорненского поднятия наблюдается снижение продуктивности скважин по причине отложений АСПО на нефтепромысловом оборудовании и в последствии их остановка. На объекте применялись различные методы борьбы, такие как покрытие труб НКТ эпоксидной смолой, обработка скважин горячей нефтью и ингибиторная защита. часто проводимым и экономичным методом является применение скребков различных конструкций. По состоянию на 01.01.2023 г. после 15 методов применения скребков добывающие скважины запущены в работу. Дополнительная добыча нефти составила 17,6 тыс.т.

### **Выводы**

В качестве мероприятий по совершенствованию технологии рекомендуются работы по повышению эффективности предотвращения АСПО за счет снижения степени охлаждения добываемой нефти и обеспечение возможности гарантированного удаления АСПО тепловым или химическим методами с тепловым или химическим агентом, а также расширение области применения защитных покрытий.

Поставленная техническая задача достигается тем, что спускают двухсоставные насосно-компрессорные трубы, предварительно покрытые снаружи и по всей длине теплозащитным продуктом на основе полых микросфер, при этом ниже динамического уровня жидкости в скважине спускают насосно-компрессорные трубы с 5-15 просушенными или отвержденными слоями теплозащитного покрытия, а выше динамического уровня - с 2-5 слоями теплозащитного покрытия, причем температуру добываемой нефти поддерживают не ниже температуры плавления парафинов по меньшей мере до верхней зоны насосно-компрессорных труб, доступной для тепловых методов удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений с теплосодержащим агентом, путем увеличения количества слоев и общей толщины теплозащитного покрытия, далее по мере накопления АСПО производят их удаление тепловым или химическим методами с технологической жидкостью - агентом. В качестве теплозащитного продукта на основе полых микросфер используют жидкий материал теплоизоляционный «Изоллат».

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Шикунов Р. А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) // StudNet. 2020. № 12. URL: <https://cyberleninka.ru>.
2. Галикеев И. А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: Учебное пособие. / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров, — М.: Инфра-Инженерия, 2019. — 356 с.
3. Кузнецова. В. М. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов / В. М. Кузнецова, Д. И. Петров. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 4 (138). — С. 101 103–105.

УДК 550.85

**ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОНОВОК МКЗП, ПРИ ПРОВЕДЕНИИ  
ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЯНЫХ И  
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Р.И. Степанов*

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа. Кафедра  
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.*

*Россия г. Красноярск E – mail: [rusya.stepanov.2017@bk.ru](mailto:rusya.stepanov.2017@bk.ru)*

**Аннотация:** Данная работа посвящена изучению особенностей применения компоновки МКЗП (механический комплекс защиты пласта) для восстановления исходной продуктивности скважин, которая была утрачена вследствие проведения геолого – технических мероприятий. Будет приведена особенность применения конструкции МКЗП.

**Ключевые слова:** продуктивность, механический комплекс защиты пласта, обработка призабойной зоны, ГТМ, ГИС.

## **Введение**

**Актуальность** исследования обусловлена возможностью применения установки при работе со скважинами, потерявшими свою исходную продуктивность, а также восстановление исходного режима работы скважин.

**Цель:** рассмотреть особенности применения технологии МКЗП для работы со скважинами, потерявшими свою исходную продуктивность и при выводе скважины на ВНР.

**Объекты:** нефтяные и газовые месторождения.

Механический комплекс защиты пласта – устройство, применяемое при проведении геолого – технических мероприятий, предназначено для защиты продуктивного пласта от воздействия применяемой жидкости глушения при проведении подземного, а именно текущего и капитального ремонта скважин, позволяет уменьшить количество применяемых химических реагентов, при проведении обработки призабойной зоны пласта, а также способов интенсификации добычи. Также применение компоновки позволяет сократить выход скважины на прежний режим ее стабильной работы (ВНР). Данный комплекс применяется на скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического давления[4].

## **Конструкция применяемой компоновки МКЗП**

Компоновка используемой МКЗП, состоит из клапана отсекаателя, применяемого для разобщения подпакерной и надпакерной зоны скважины, самого пакера – для герметизации кольцевого пространства и установки клапана отсекаателя, в заданном интервале посадки. Интервал посадки и установки компоновки МКЗП, обычно определяется с применением промыслово – геофизических исследований скважин. К таковым методам, по которым мы можем оценить место установки, являются радиусомер, профилиметрия (кавернометрия), методы электромагнитной дефектоскопии, а также методы привязки компоновки к исходному геологическому разрезу, таковыми являются ГК, МЛМ. Расцеп и ловильная головка, предназначены для доставки КЗП, в интервал его примерной установки, а также извлечения компоновки на поверхность и протектора, который предназначен для улавливания

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

посторонних предметов которые попадают в скважину. Схема компоновки приведена на рисунке 1.

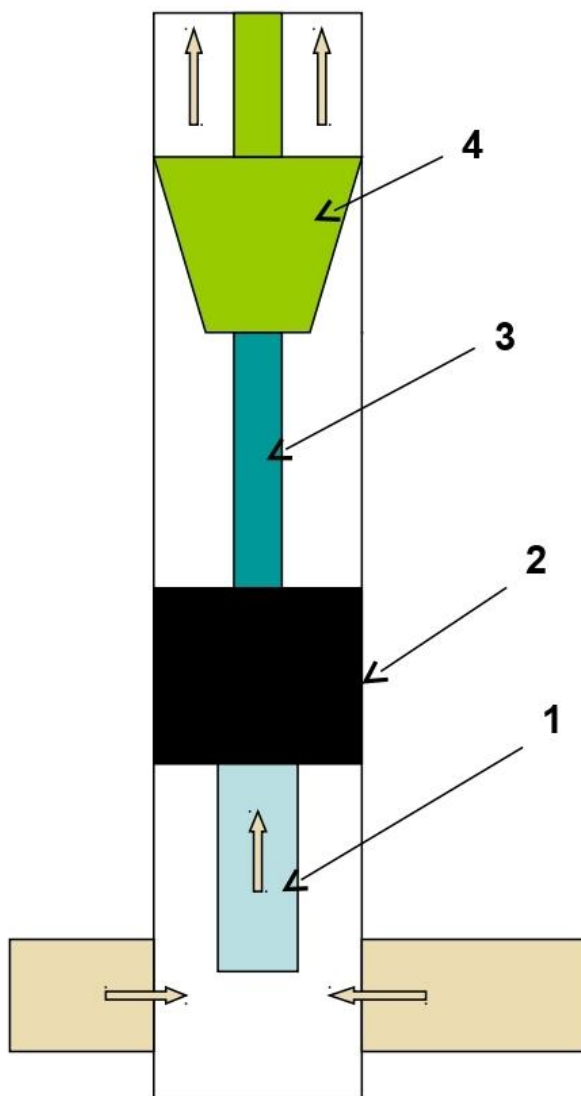


Рисунок 1 – Типичная схема компоновки МКЗП

Внедрение компоновки МКЗП происходит при следующем. Бригада ТКРС проводит подготовку скважины, а именно проработку эксплуатационной колонны, а именно спуском компоновки, которая в себя включает скреперование, проработку, при возможности используется во включение компоновки фрезера или райбера. Место установки пакера и компоновки, исследуется при помощи методов ПШИ. Перед проведением работ обязательно происходит вызов притока и оценка параметров работы скважины, а также характера притока. Перед спуском МКЗП происходят все работы, связанные с вторичным вскрытием продуктивного пласта, а

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

именно дополнительная перфорация, дострел, мероприятиям по интенсификации добычи нефти, более известными как гидравлический разрыв пласта (ГРП), а также обработки призабойной зоны, ОПЗ или промывка забоя скважины. Производится спуск компоновки МКЗП предварительно привязанную к исходному геологическому разрезу. По результатам спуска запустить скважину в работу. Основное применение МКЗП, находит при предотвращении кольтатации призабойной зоны пласта и восстановление исходной продуктивности пласта, сохранения исходных коллекторских и фильтрационно – емкостных свойств пласта.

### **Заключение**

В результате данной работы был дан краткий анализ метода МКЗП, который используется при оценке скважин, которые потеряли свою исходную продуктивность. В работе показаны возможности применения и дальнейшего использования данной технологии, как для решения вопроса, связанного с возникновением кольтатации призабойной зоны и ухудшением коллекторских свойств продуктивного пласта.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Амикс Д. Басс Д. Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М. Гостоптехиздат. 1962 с. 572
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под. ред. Г.А Зотова З.С Алиева. М. Недрa. 1980 с. 301
3. Карнаухов М.Л. Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. – М. Недрa. 1984 с. 268
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. – М. ФГУП Изд – во Нефть и газ РГУ нефти и газа им И.М Губкина. 2003. – с. 816

УДК 622.276

### **ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ УПСВ «КАРАГАЙСКАЯ»**

*А.А. Марченко, М.А. Шейкина*

*Самарский государственный технический университет  
Самара, Россия, [wmsheikinam@gmail.com](mailto:wmsheikinam@gmail.com)*

**Аннотация.** В статье проанализирована работа УПСВ «Карагайская». Предложены варианты реконструкции. Рассмотрены варианты с расширением парка технологических емкостей, а также использование мобильного оборудования.

**Ключевые слова:** реконструкция, сепаратор, путевой подогреватель, обводненность, завершающий этап разработки.



## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Значительное количество месторождений в настоящее время находятся на завершающих этапах разработки и характеризуются высоким уровнем обводненности, за счет чего возрастает нагрузка на установки предварительного сброса воды (УПСВ). Это приводит к необходимости пересмотра технологических процессов по обезвоживанию добываемой нефти или полной реконструкции действующих объектов. В частности разработка Армавирского месторождения привела к нарушению технологического режима работы УПСВ «Карагайская», поэтому актуальным стал поиск решений по увеличению производительности УПСВ.

УПСВ «Карагайская» (рис.1) предназначена для обезвоживания продукции, поступающей с Карагайского, Восточного, Коренного, Гайдаровского и Армавирского месторождения, до остаточного содержания воды не более 10% об, согласно технологическому регламенту [1].

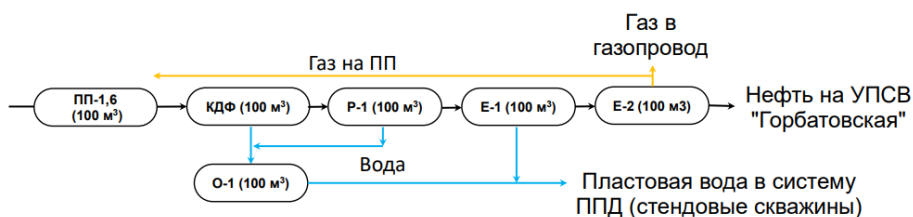


Рис. 1- Технологическая схема УПСВ "Карагайская"

Продукция скважин с нескольких месторождений через входную гребенку поступает в ПП-1,6 для подогрева скважинной продукции и подачи реагента, далее в концевой делитель фаз для первичной сепарации, далее в горизонтальный отстойник (Р-1), выступающий в роли второй степени сепарации и отстоя воды. Затем продукция поступает в отстойник Е-1 третью степень сепарации и в конце в буферную емкость Е-2, откуда насосами перекачивается на УПСВ «Горбатовская». Сброс воды в О-1 осуществляется со всех трех ступеней и оттуда вода подается в систему ППД.

Первоначально предлагается создать новый напорный трубопровод отделяющий поток Армавирского месторождения. Разделив потоки Восточного и Армавирского месторождения, можно будет спроектировать параллельную линию переработки продукции в различных исполнениях.

Вариант 1 (рис.2) подразумевает расширение емкостного парка с добавлением следующего оборудования:

- путевой подогреватель ПП-1,8;
- отстойник воды объемом 200 м<sup>3</sup>;
- нефтегазосепаратор (НГСВ) объемом 200 м<sup>3</sup>.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

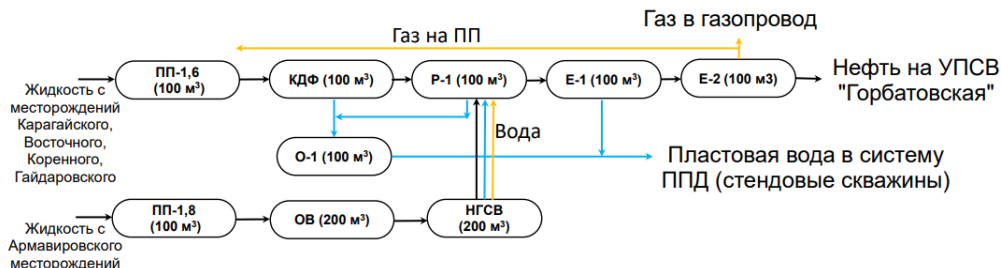


Рис. 2- Технологическая схема УПСВ "Карагайская" с расширением емкостного парка

В данном варианте расширяется пропускная способность системы. Расчет основного оборудования, выполненный по методикам [2,3], показал достаточную пропускную способность входных сооружений нефтегазосепарации. В этом случае объем входных НГС увеличено в два раза с одновременным увеличением их объема также в два раза. Также при такой схеме снижается вероятность создания аварийных ситуаций, связанных с процессами разработки Армавирского месторождения.

Вариант 2 (рис.3) подразумевает использование комплекса УРПСВ-М состоящего из блока нагрева скважинной продукции, водяного и нефтяного отстойника (объемом 40 м<sup>3</sup>).

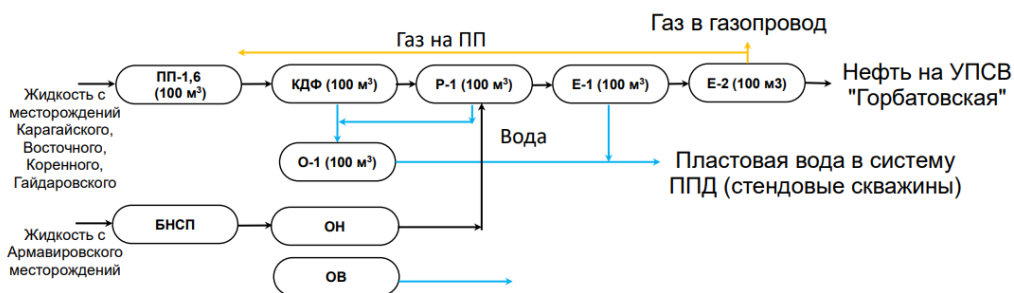


Рис. 3 - Технологическая схема УПСВ "Карагайская" с использованием мобильного оборудования

Такой комплекс поставляется в сборе и монтируется к отдельно стоящему напорному трубопроводу и обвязывается с существующей системой. В таком случае нефтяная продукция поступает с отстойника нефти в Р-1 и следует далее, а сброс воды объединяется со сбросом с О-1.

Оба варианта в вопросах производительности практически равноценны, однако в плане строительства и проектирования второй вариант выгоднее по срокам реализации, так как монтируется готовый комплекс устройств, который обвязывается с существующим внутренним трубопроводом. Тогда как в первом варианте на действующем объекте необходимо будет провести работы повышенной опасности, связанные с каждым этапом монтажа новых емкостей, что значительно замедлит и затруднит процесс реконструкции УПСВ.

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- на сегодняшний день технологическая схема и оснащение УПСВ «Карагайская» не соответствует требуемым показателям производительности;
- в системе сбора необходимо провести модернизацию, однако строительство площадок и монтаж новых емкостей займет гораздо больше времени, чем готовый комплекс оборудования;
- большой по объему парк емкостного оборудования обеспечивает тот же уровень производительности, что и современные мобильные комплексы меньшего объема.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент АО "Самаранефтегаз" на эксплуатацию УПСВ «Карагайская», 2018.
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. С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, О.В. Фоминых. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважиной продукции. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010.

# ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

## РАЗРАБОТКА МЕР ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*А.А. Ибрашев, Д.А. Мельникова, Е.А. Подольская*

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,  
Самара, Россия*

*e-mail: [melnikovada1988@mail.ru](mailto:melnikovada1988@mail.ru)*

### **Аннотация**

Промышленная безопасность современного предприятия нефтегазовой отрасли во многом определяется эксплуатационной надежностью опасных производственных объектов, наиболее представительными из которых являются трубопроводы системы. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», данные объекты относятся к опасным производственным объектам и требуют повышенного внимания к обеспечению их надежности и безотказности.

**Ключевые слова:** трубопровод, требования, техническая диагностика, эксплуатация, оценка рисков, повышение безопасности.

Одним из важных по значимости факторов, приводящих к аварийным ситуациям и отказам трубопроводов, является увеличение количества повреждений в металле труб, при длительной эксплуатации технологических трубопроводов и утончении стенок труб. Аварии технологических трубопроводов сопряжены со взрывами, пожарами, утечками опасных и вредных веществ, способными образовывать взрывоопасные смеси, оказывать токсическое воздействие на персонал и окружающую среду [1].

Основной причиной отказов технологических трубопроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой продукции [2]. В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации технологических трубопроводов во многом зависит от эффективности средств противокоррозионной защиты.

Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, которые сегодня применяют отечественные и зарубежные компании. Их можно разделить на следующие группы: химические, физические, протекторной защиты [3].

Приведены основные требования, предъявляемые к функционированию трубопроводных систем нефтегазового комплекса — это технологическая безопасность, высокая надежность и эффективность эксплуатации. Обеспечение приведенных требований может быть достигнуто за счет повышения качества технической диагностики и управления мониторингом эксплуатации трубопроводной системы [4]. В статье сформулированы требования к обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов.

Опыт эксплуатации предприятий нефтегазовой отрасли показывает:

- основным по значимости фактором рисков, возникающих при транспортировании углеводородного сырья, является изменение во времени производительности и давления перекачки нефтегазопродуктов;

- не менее важным по значимости фактором, приводящим к аварийным ситуациям и отказам трубопроводов, является увеличение количества повреждений в металле труб при длительной эксплуатации технологических трубопроводов и утончении стенок труб;

- еще одним фактором рисков, возникающих при транспортировании взрывопожароопасных и химически опасных сред, имеющих повышенную агрессивность, является наличие в составе транспортируемой среды сероводорода и диоксида углерода, вызывающих язвенную стресс-коррозию, сероводородное растрескивание и водородное расслоение металла труб.

### Выводы

На основании изложенного, можно сформулировать следующие требования к обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов:

- снижение скорости коррозии, вызывающей образование дефектов в металле трубопровода, усталостное изменение состояния металла трубопровода при длительной эксплуатации;

- необходимость многофакторной оценки рисков возникновения аварийных ситуаций;

- необходимость разработки методики раннего распознавания предаварийных и аварийных ситуаций;

- необходимость разработки модели трубопроводных систем, учитывающей риски возникновения и анализа факторов внешнего и внутреннего воздействий, нарушающих устойчивость трубопроводных систем;

- необходимость разработки более эффективной системы мониторинга и диагностики рисков, позволяющей без остановки эксплуатации трубопроводных систем осуществлять оперативный контроль и раннее распознавание предаварийных ситуаций в режиме «On-Line»

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Камалетдинов Р. С. Обзор существующих методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования // Инженерная практика: производственнотехнический нефтегазовый журнал. 2010. №6. С. 16-24.
2. Лазарев А. Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // Инженерная практика: производственно-технический нефтегазовый журнал. 2011. №8 С. 14-20.
3. Способ защиты трубопроводов от коррозии / Ф. С. Гарифуллин, А. А. Калимуллин, Р. Ф. Шилькова: пат. 2158786 РФ; опубл. 10.11.00 // БИ. 2000 № 23.
4. Способ защиты трубопроводов от коррозии / Н. Д. Цхадая, А. С. Кузьбожев, Р. В. Агинеи, Ю. В. Александров, И. Н. Андронов: пат. 2355939 РФ; опубл. 20.05. 09 // БИ. 2009. № 14.

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ВОДНОЙ ПРЕГРАДЫ В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ С ОТСТУПЛЕНИЕМ ОТ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

*Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
E-mail: [fedorin.denis.1@yandex.ru](mailto:fedorin.denis.1@yandex.ru)*

### **Аннотация**

В рамках данной работы рассматривается проблема обеспечения необходимого уровня безопасности магистрального нефтепровода, пересекающего водную преграду в стесненных условиях с отступлением от норм проектирования. Для обеспечения необходимого уровня безопасности МН как во время строительства, так и во время эксплуатации, при наличии отступлений от требований действующей базы НТД, необходимо разрабатывать компенсирующие мероприятия в рамках разработки СТУ с последующей их апробацией по утвержденной методике.

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод, нормативно-техническая документация, специальные технические условия, требования, проектирование, отступление от норм.

**Актуальность** данной работы обуславливается требованием НТД о разработке компенсирующих отступлений от действующих норм мероприятий в составе СТУ для каждого объекта строительства или реконструкции.

Основным способом транспортировки подготовленной нефти на дальние расстояния не только по территории России, но и за ее пределы, является использование магистральных нефтепроводов (МН). Несмотря на то, что транспортируемая по МН нефть является подготовленной, она остается взрывопожароопасной. В связи с этим, одной из приоритетных задач проектирования является обеспечение безопасного строительства и эксплуатации МН.

Безопасное строительство и эксплуатация МН возможна только при условии соблюдения всех предписанных требований, изложенных в нормативно-технических документах (НТД). Стоит отметить, что требования НТД в подавляющем большинстве распространяются на общие аспекты проектирования и не регламентируют проектирование в нестандартных ситуациях. В связи с этим, при отступлении от требований НТД из-за различных осложняющих факторов, согласно приказу [1], необходимо разрабатывать специальные технические условия (СТУ), в которых будут изложены причины отступления, компенсирующие их мероприятия и др.

В данной работе рассматривается ситуация строительства МН через реку Усури в существующем техническом коридоре коммуникаций в условиях

территориальной стесненности. МН имеет диаметр 1020 мм, рабочее давление 6.3 МПа, толщина стенки 16 мм. При проектировании данного трубопровода, ввиду отсутствия альтернативных вариантов прокладки оси трассы, выявлены следующие отступления от требований НТД:

1. нарушение минимального расстояния (150 м) до оросительных каналов и коллекторов, рек и водоёмов (фактическое расстояние 2,8 м) [2];
2. нарушение минимального расстояния от магистральных трубопроводов до вдольтрассовых проездов, предназначенных только для обслуживания трубопроводов [2];
3. отступление от п.19.5.4 [3];
4. нарушение минимального расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами в одном техническом коридоре [2].

Для компенсации указанных выше отступлений были разработаны следующие мероприятия:

1. толщину стенки трубопровода принять не менее 16 мм;
2. установка на трубопроводе средств обнаружения утечек;
3. увеличение минимальной глубины заложения трубопровода до 1,5 м;
4. применение труб в хладостойком исполнении из стали классом прочности К56 с пределом прочности не менее 550 МПа и пределом текучести не менее 410 МПа;
5. применение труб с защитным полимерным покрытием усиленного типа толщиной не менее 3,5 мм, нанесенным в заводских условиях;
6. применение защитного полимерного покрытия усиленного типа на основе термоусаживающихся полимерных лент толщиной не менее 2,5 мм для зон сварных стыков;
7. контроль сварных стыков неразрушающими методами ВИК-100%, УЗК-100%, РГК-100%;
8. применение дублирующего контроля РГК-100%;
9. разработка порядка действий специализированных подразделений при локализации и ликвидации аварийных выходов продукта, при этом должно быть предусмотрено прибытие аварийного подразделения к месту аварии за время не более 2 часов с момента обнаружения аварии;
10. для руслового участка ПП МН, укладываемого с помощью подводно-технических средств (протаскиванием) до протаскивания предусмотреть контроль качества СМР методом «сухая протяжка» ВИП с магнитной системой;
11. при производстве земляных и строительно-монтажных работ в стеснённых условиях технического коридора для предотвращения повреждения соседних коммуникаций предусмотреть:
  - устройство временных проездов укладкой дорожных железобетонных плит по основанию из песка или ПГС с обозначением их временными знаками и указателями;
  - разработку траншеи выполнять одноковшовым экскаватором, разработку траншеи на участке приближения к подземным коммуникациям, производить вручную на расстоянии менее 2 м от боковой стенки в обе стороны от коммуникации;
  - в случае необходимости размещения строительной техники ближе 2 м от существующих коммуникаций, проложенных параллельно проектируемому МН, существующие коммуникации должны быть защищены укладкой ж/б плит;



- работы в охранной зоне действующих коммуникаций производить в присутствии;

- до начала работ в охранной зоне действующих коммуникаций и на участках ненормативного сближения с ними определить местоположение действующих коммуникаций в присутствии представителя эксплуатирующей организации, обозначить положение действующих коммуникаций временными опознавательными знаками.

Апробация разработанных в данной работе компенсирующих мероприятий проведена согласно методике указанной в [4] путем расчета социального, индивидуального и пожарного рисков. Полученные значения не превышают допустимые, представленные в [5].

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ №734/пр. «Порядок разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства». Приказ министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 30.11.2020 №734/пр. Зарегистрировано в Минюсте России 18 декабря 2020 г. N 61581. Редакция от 22.10.2021.;
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. – 88 с.;
3. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2014. – 149 с.;
4. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 17 августа 2009 г. Регистрационный N 14541) утвержденная Приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404 (с изменениями).;
5. Федеральный закон №123. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». ФЗ №123 от 22.07.2008. Собрание законодательства РФ. – 2008.

### ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ДЛЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

*С.А. Шульц, М.А. Истомова*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»*

*г. Самара, РФ*

**Аннотация:** В работе рассмотрена организация диспетчерского контроля параметров удаленных промышленных объектов, и дистанционного управления их работой, в данном случае – преобразователей для катодной защиты. Управление производится по каналам GSM/GPRS в режимах передачи данных и SMS.

**Ключевые слова:** стандарт мобильных сетей (GSM), пакетная радиосвязь общего пользования (GPRS), служба коротких сообщений (SMS), системы

телемеханики (СТМ), технология передачи данных (CSD), центральный диспетчерский пункт (ЦДП), станция катодной защиты (СКЗ).

Дистанционный контроль состояния и управление режимами работы станций катодной защиты в ручном и автоматическом режимах. Система позволяет производить опрос следующих параметров: выходной ток, выходные напряжение, величина поляризионного или суммарного потенциала; потребляемая электроэнергия - показания электросчетчика; выходная мощность преобразователя; текущий режим работы преобразователя и текущие установленные параметры; состояние станции - датчик вскрытия, обрывов в цепях электродов и т.д.; время и дата станции; счетчики суммарной наработки и наработки под защитой; состояние питающего напряжения, температуры в отсеке телемеханики, заряд аккумулятора. Предусмотрена настраиваемая система аварийных или предупреждающих сигналов, например: сигнализация о выходе параметров станции за допустимые пределы, несанкционированный доступ к оборудованию, отсутствие напряжения питания, обрыв или короткое замыкание в цепях электрода сравнения или цепях нагрузки и т.д. Оповещение круга ответственных лиц происходит путем отображения сообщения на экране со звуковой и текстовой индикацией, записью в журнал событий, отправки почтового сообщения на электронный адрес, SMS сообщением; протоколирование всех событий происходящих в работе системы; хранение и просмотр журнала событий и работы системы; события по объектам, изменениям параметров, изменениям настроек объекта, чтение или запись параметров по подгруппам, аварийные сообщения от объектов и работе сервера ЦДП. Для каждой записи записывается время и дата события.

Возможны также следующие функции: архивирование всех параметров каждого объекта в централизованной базе данных с привязкой к времени и дате опроса; хранение, просмотр и изменение параметров объектов (содержит все описательные характеристики объектов, адреса установки, время опроса, интервал опроса, данные последнего опроса, режим опроса, списки параметров, настройки масштабирования параметров, аварийные и предельные значения параметров, параметры канала связи для данного объекта, настраиваемые параметры, отношение к подгруппам).

Используются каналы связи – GSM. Обмен осуществляется с использованием SMS-сообщений, CSD-канала (звонки), GPRS-канал (интернет). Тип используемого канала можно установить для каждого объекта отдельно.

Серверная часть в свою очередь состоит из сервера базы данных и сервера опроса. В качестве сервера базы данных может быть использована любая современная реляционная база данных (MSSQL, ORACLE, MySQL) [1], для небольших конфигураций может быть использована база данных SQLite. Сервер опроса может быть установлен на обычном компьютере под управлением ОС Windows XP (и выше) в качестве службы или обычного приложения. Помимо основных функций опроса станций катодной защиты, сервер опроса отвечает также за разграничение по разрешенным правам функций выполняемых пользователями и предоставление механизмов взаимодействия с объектами опроса, журналов, архивов и т.д.

Клиентская часть устанавливается на любое количество компьютеров имеющих доступ к серверу опроса посредством TCP/IP протокола (LAN, Internet) [2]. Обмен информацией между клиентами и сервером осуществляется по надежному, шифрованному соединению и расходует незначительное количество сетевого трафика, что позволяет использовать данную систему даже на медленных каналах связи (Dialup, GPRS).

Основное рабочее окно клиента «Феникс» состоит из главного меню доступных операций пользователю и области просмотра данных. Количество операций может варьироваться в зависимости от настроенных разрешений пользователя.

С помощью средств администрирования пользователь может настроить каналы связи, плагины, сигналы, станции, зоны и пользователей. Можно настроить неограниченное количество каналов связи для опроса станций, причем часть из которых будет работать в активном режиме (опрос + ожидание), а другая часть только в резервном. В резервном режиме канал связи может только ожидать и обрабатывать аварийные сигналы, приходящие со станций. Оснастка сигналы позволяет создавать и редактировать аварийные сигналы станций, предупреждения или уведомления. При этом можно создавать сигналы, применяемые ко всем станциям или только к выбранным, что позволяет более гибко настраивать систему уведомлений.

Настройка станций подразумевает, добавление, удаление и редактирование объектов опроса, в данном случае станций катодной защиты. Опрос станции может работать в ручном и автоматических режимах. В автоматическом режиме можно четко настроить часы опроса, интервалы, повторы при неудачных опросах и д.р. Для более удобного управления и мониторинга станциями, возможно их разделение по зонам ответственности, это может быть географические зоны или просто разделение по внутренним структурным делениями. Можно назначить каждому пользователю одну или несколько зон, в которых он в зависимости от разрешений сможет просматривать данные станций, производить их опрос или настройку. В администрировании пользователей производится настройка учетных записей, блокировка или удаление устаревших записей и т.д.

Помимо средств администрирования, СДМУ «Феникс-клиент» предоставляет пользователю различные средства и инструменты мониторинга всего комплекса. С помощью системного журнала можно просматривать события, происходившие в системе за определенный промежуток времени. Система регистрации событий или логирование подробно покажет ошибки или предупреждения в работе серверной части, а так же любые изменения, производимые с объектами опроса, каналами связи, пользователями и многое другое.

Для простой и наглядной оценки работоспособности станций катодной защиты присутствует режим карты. Для этого необходимо привязать объекты станций к географическим координатам с помощью диалога настройки станции. При возникновении на станции аварийных ситуаций (предупреждений, уведомлений), на карте соответствующие значки будут мигать различными цветами, в зависимости от ситуации:

красный – авария; желтый – предупреждение; зеленый – уведомление.

Просмотр параметров и состояний станций катодной защиты представлен в табличном виде, так же с цветовой индикацией, аналогичной как на карте. Помимо

этого, все изменения со станциями происходящие в реальном времени отображаются на экране пользователя без каких либо задержек, что позволяет более оперативно реагировать на возникшие ситуации.

Для каждой станции предусмотрен просмотр архива опросов, в котором можно просмотреть ее параметры за определенный период. Эти данные представлены так же в табличном виде с цветовой индикацией и в графическом виде, графиках, как показано на рис. 1. Графики отображают самые важные параметры: режим станции; установленное значение по току; выходной ток; установленное значение по потенциалу; защитный потенциал; выходное напряжение; напряжение сети; аварии «нет питания»; вскрытие двери.

Данные по каждой станции или по группе станций возможно вывести в удобной форме на печать или сделать экспорт этих данных в табличном или текстовом виде. Экспорт предусматривает большое количество форматов, такие как XLS, HTML, MHT, RTF, TXT, PDF, CSV, в виде растрового изображения. При этом возможно настроить перечень данных (колонок), которые будут выводиться в рабочей таблице или в экспортируемой таблице.



Рисунок 1 – Табличный вид данных с цветовой индикацией в графическом виде

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карпов И.П. Базы данных: учеб. пособие для вузов. М.: Питер. 2013. 240 с.
2. ФСКЕ.424348.005.00.000РЭ Система телемеханики. СТМ. руководство по эксплуатации. Саратов: ООО «Центр инновационных технологий-ЕС». 2007. 27 с.

## АНАЛИЗ РАБОТЫ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОДШИПНИКОВ НАГНЕТАТЕЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ПРИ СМЕЩЕНИИ ЦЕНТРА МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

*А.В. Стариков, В.Д. Костюков, М.Д. Мочалов*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

*E-mail: star58@mail.ru*

На компрессорных станциях находят применение газоперекачивающие агрегаты, у которых нагнетатели оснащены электромагнитными подшипниками. Такой вид опор позволяет исключить маслосистему, необходимую для работы традиционных гидростатических подшипников скольжения. Это приводит к экономии большого количества масла и электроэнергии, которую потребляют электродвигатели маслосистемы.

Электромагнитные подшипники для бесконтактного поддержания ротора нагнетателя в магнитном поле также потребляют электроэнергию, но на порядок меньше, чем маслосистема гидростатических подшипников. Кроме того, техническое обслуживание электромагнитных подшипников нагнетателей производится в три раза реже, чем подшипников скольжения, а ремонт – в два раза [1].

Один из способов повышения энергетической эффективности собственно электромагнитных подшипников, которые компенсируют вес ротора, заключается в смещении центра магнитной системы относительно оси вращения [2]. Такими подшипниками в нагнетателе газоперекачивающего агрегата являются радиальные электромагнитными подшипники. Причем вес ротора компенсируют два подшипника, оси которых повернуты на 45 угловых градусов относительно вертикали, что позволяет распределить нагрузку между четырьмя электромагнитами.

Целью исследования является расчет смещения центра магнитной системы радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16, при котором вес ротор будет скомпенсирован при равных токах в обмотках противоположных магнитов, и анализ работы этих подшипников при пониженном напряжении питания.

Для решения поставленной задачи рассмотрим расчетную схему радиального электромагнитного подшипника (рис. 1).

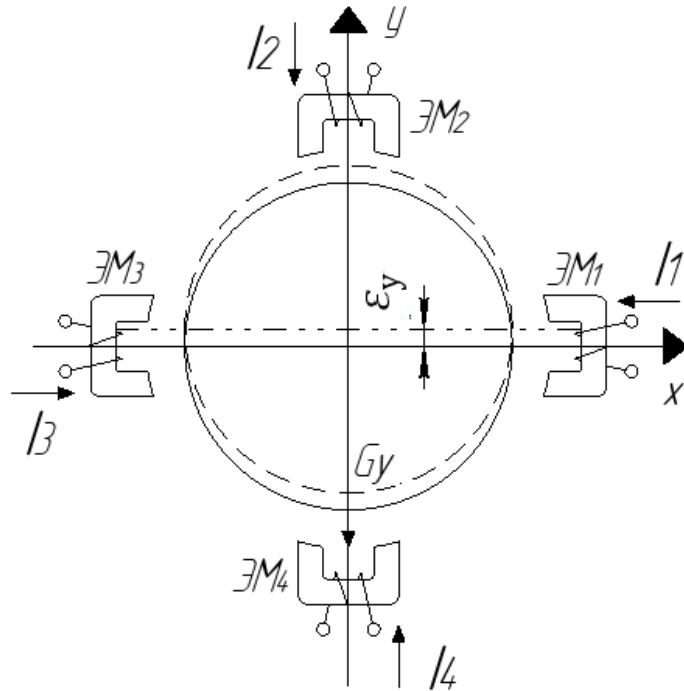


Рис. 1. Расчетная схема радиального электромагнитного подшипника

Сила, с которой каждая пара противоположных магнитов, например, ЭМ2 и ЭМ4, действует на ротор, определяется формулой [3]

$$F_{эм} = k_{эм2} \left[ \frac{I_2^2}{(\delta - y)^2} - \frac{I_4^2}{(\delta + y)^2} \right], \quad (1)$$

где  $k_{эм2}$  – конструктивный коэффициент электромагнитного подшипника;  $I_2$  и  $I_4$  – токи в обмотках противоположных электромагнитов;  $\delta$  – зазор между статором и ротором при расположении ротора в центре магнитной системы.

Из (1) следует, что при равенстве токов  $I_2 = I_4 = I$  можно скомпенсировать силу веса ротора  $G_y$ , приходящуюся на ось  $y$  электромагнитного подшипника, за счет смещения центра магнитной системы относительно оси вращения на величину  $\epsilon_y$ .

Эта величина определяется из решения уравнения

$$k_{эм2} \left[ \frac{I^2}{(\delta - \epsilon_y)^2} - \frac{I^2}{(\delta + \epsilon_y)^2} \right] = mg, \quad (2)$$

$m$  – масса ротора, приходящаяся на одну ось;  $g$  – ускорение свободного падения.

Производя несложные преобразования в (2), получим алгебраическое уравнение четвертой степени относительно искомой величины  $\epsilon_y$

$$\varepsilon_y^4 - 2\delta^2\varepsilon_y^2 - \frac{4k_{эм2}I^2\delta}{mg}\varepsilon_y + \delta^4 = 0. \quad (3)$$

Воспользуемся решением Декарта-Эйлера [4] и найдем величину смещения центра магнитной системы радиального электромагнитного подшипника относительно оси вращения из уравнения (3)

$$\varepsilon_y = \sqrt{v_1} - \sqrt{v_2} - \sqrt{v_3}, \quad (4)$$

где  $v_1 = A + B + \frac{\delta^2}{3}$ ;  $v_{2,3} = -\frac{A+B}{2} + \frac{\delta^2}{3} \pm j\frac{\sqrt{3}}{2}(A-B)$ ;

$$A = \sqrt[3]{\frac{\delta^6}{27} + \frac{k_{эм2}^2 I^4 \delta^2}{8m^2 g^2}} + \sqrt{\frac{k_{эм2}^4 I^8 \delta^4}{64m^4 g^4} + \frac{k_{эм2}^2 I^4 \delta^8}{108m^2 g^2}};$$

$$B = \sqrt[3]{\frac{\delta^6}{27} + \frac{k_{эм2}^2 I^4 \delta^2}{8m^2 g^2}} - \sqrt{\frac{k_{эм2}^4 I^8 \delta^4}{64m^4 g^4} + \frac{k_{эм2}^2 I^4 \delta^8}{108m^2 g^2}}.$$

Воспользуемся формулой (4) для расчета смещения центра магнитной системы радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16, при котором сила веса ротора будет полностью скомпенсирована при равенстве токов в обмотках верхних и нижних магнитов. При этом учтем, что фактически в нагнетателе оси  $x$  и  $y$  подшипника повернуты против часовой стрелке на 45 угловых градусов для распределения силы веса между электромагнитами ЭМ1 и ЭМ2. Поскольку в агрегате два радиальных подшипника, то масса ротора, приходящаяся на одну ось составляет  $m = 385$  кг. Односторонний зазор между статором и ротором при расположении ротора в центре магнитной системы равен  $\delta = 0,00075$  м, а максимальный ток в электромагнитах составляет 15 А [5], поэтому при расчете примем  $I = 7,5$  А. В формулы для расчета  $\varepsilon_y$  также входит конструктивный коэффициент  $k_{эм2}$ . Его величину можно определить по данным технической документации на электромагнитный подвес ротора нагнетателя ГПА Ц-16 [5]

$$k_{эм2} = \frac{mg\delta^2}{I_{20}^2 - I_{40}^2}, \quad (5)$$

где  $I_{20}$  и  $I_{40}$  – токи в нагруженном и ненагруженном электромагнитах, соответственно, при удержании ротора в центральном положении.

Принимая  $I_{20} = 7,5$  А,  $I_{40} = 1,2$  А по формуле (5) рассчитаем конструктивный коэффициент радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя ГПА Ц-16, который будет равен  $k_{эм2} = 3,8798 \cdot 10^{-5}$  Нм<sup>2</sup>/А<sup>2</sup>.

С учетом этих данных из решения (4) следует, что для компенсации силы веса ротора в рассматриваемом нагнетателе необходимо сместить центр магнитной системы по каждой оси на величину  $\varepsilon_y = 165$  мкм.

Смещение центра магнитной системы относительно оси вращения приводит к перераспределению зазоров между верхним и нижним магнитами и ротором. При этом происходит изменение индуктивностей обмоток электромагнитов, а именно, индуктивность верхнего магнита  $L_2$  увеличивается, а нижнего  $L_4$  уменьшается по сравнению с индуктивностью при равных зазорах [3]

$$L_2 = \frac{2k_{эм2}}{\delta - \varepsilon_y}, L_4 = \frac{2k_{эм2}}{\delta + \varepsilon_y}. \quad (6)$$

При смещении центра магнитной системы изменяются и другие параметры электромагнитного подшипника. В частности, коэффициенты, характеризующие наводимую в обмотках электродвижущую силу от движения ротора, будут равны [3]

$$k_{E2} = \frac{2k_{эм2}I_2}{(\delta - \varepsilon_y)^2}, k_{E4} = \frac{2k_{эм2}I_4}{(\delta + \varepsilon_y)^2}. \quad (7)$$

Коэффициент, связывающий силу, действующую на ротор, с соотношением токов  $I_2$  и  $I_4$  во втором и четвертом электромагнитах, можно определить по формуле

$$k_{эм} = \frac{k_{эм2}(I_2 + I_4) \left[ (I_{21}^2 - I_2^2)(\delta + \varepsilon_y)^2 - (I_{41}^2 - I_4^2)(\delta - \varepsilon_y)^2 \right]}{(I_{21} - I_2)(\delta - \varepsilon_y)^2 (\delta + \varepsilon_y)^2}, \quad (8)$$

где  $I_{21}$  и  $I_{41}$  – вторые значения токов электромагнитов ЭМ2 и ЭМ4, причем при дифференциальном законе регулирования всегда соблюдается равенство  $I_{21} + I_{41} = I_2 + I_4$ .

Коэффициент положительной обратной связи по перемещению определяется выражением

$$k_F = k_{эм2} \left[ \frac{I_2^2 (2\delta - \varepsilon_{y2} - \varepsilon_{y1})}{(\delta - \varepsilon_{y2})^2 (\delta - \varepsilon_{y1})^2} + \frac{I_4^2 (2\delta + \varepsilon_{y2} + \varepsilon_{y1})}{(\delta + \varepsilon_{y2})^2 (\delta + \varepsilon_{y1})^2} \right], \quad (9)$$

где  $\varepsilon_{y1}$  и  $\varepsilon_{y2}$  – два разных смещения ротора относительно центра магнитной системы, причем  $\varepsilon_{y1} < \varepsilon_y$ , а  $\varepsilon_{y2} > \varepsilon_y$ .

Изменение приведенных выше параметров влияют на динамические свойства электромагнитного подшипника. Поэтому целесообразно оценить их влияние на работу замкнутой системы управления, обеспечивающей устойчивость и требуемые характеристики электромагнитных подшипников, в частности, жесткость. Необходимость такого исследования определяется тем, что существующие методики выбора параметров регуляторов системы управления электромагнитным



подшипником оперируют с характеристиками электромагнитов, определенных для центрального положения.

Действительно, для рассматриваемого радиального подшипника при центральном положении, когда  $\varepsilon_y = 0$ , электромагниты имеют следующие параметры:  $L_2 = L_4 = 0,103$  Гн,  $R_2 = R_4 = 1,7$  Ом,  $k_{E2} = k_{E4} = 1035$  Вс/м,  $k_{эм} = 31040$  Н,  $k_F = 20878000$  Н/м. При выборе настроек регуляторов трехконтурной системы управления [6] по известной методике [7] получается, что при коэффициенте широтно-импульсного модулятора  $k_{ШИМ} = 3,05 \cdot 10^{-5}$  пропорционально-дифференциальный регулятор должен иметь коэффициент передачи  $k_{нд} = 8$  и постоянную времени  $T_{нд} = 0,183$  с. При этом коэффициент передачи пропорционального регулятора должен быть равен  $k_n = 8$ , а постоянные времени интегрального регулятора и обратной связи по скорости иметь величину  $T_u = k_{осс} = 0,0128$  с.

При смещении ротора относительно центра магнитной системы на  $\varepsilon_y = 0,000165$  м характеристики электромагнитов в соответствии с формулами (6) – (9) изменятся и станут равными  $L_2 = 0,133$  Гн,  $L_4 = 0,085$  Гн,  $R_2 = R_4 = 1,7$  Ом,  $k_{E2} = 1701$  Вс/м,  $k_{E4} = 695$  Вс/м,  $k_{эм} = 36690$  Н,  $k_F = 27588000$  Н/м.

Проверим методом моделирования работоспособность радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата ГПА Ц-16 при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения на  $\varepsilon_y = 0,000165$  м и снижении напряжения питания до величины  $U = 48$  В. Расчетная модель одного канала системы управления электромагнитного подшипника с учетом параметров электромагнитов и регуляторов представлена на рисунках 2 – 4. Она позволяет построить график всплытия ротора со страховочных подшипников, который показывает, что система управления радиальным электромагнитным подшипником устойчиво, несмотря на смещение центра магнитной системы и снижение напряжения питания (рис. 5). При этом ось вращения ротора приходит в нулевое по сигналам датчика положение, совершая относительно установившегося значения колебания амплитудой  $\pm 1$  мкм (рис. 6).

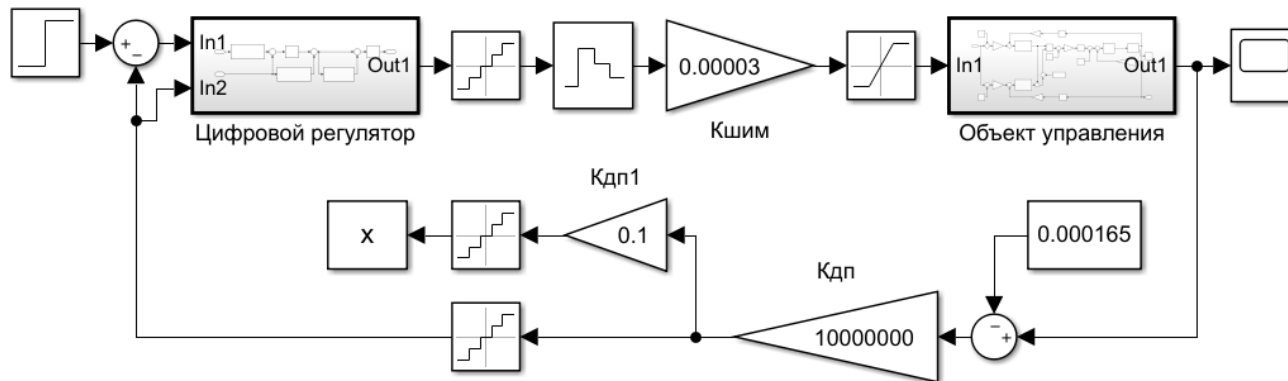


Рис. 2. Расчетная модель цифровой системы управления радиального электромагнитного подшипника

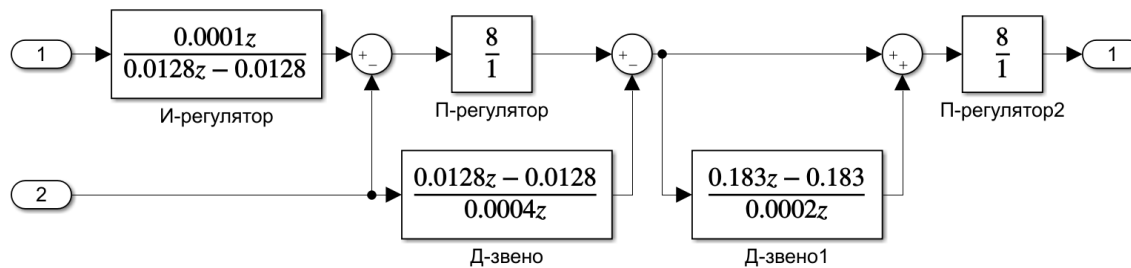


Рис. 3. Расчетная модель цифрового регулятора

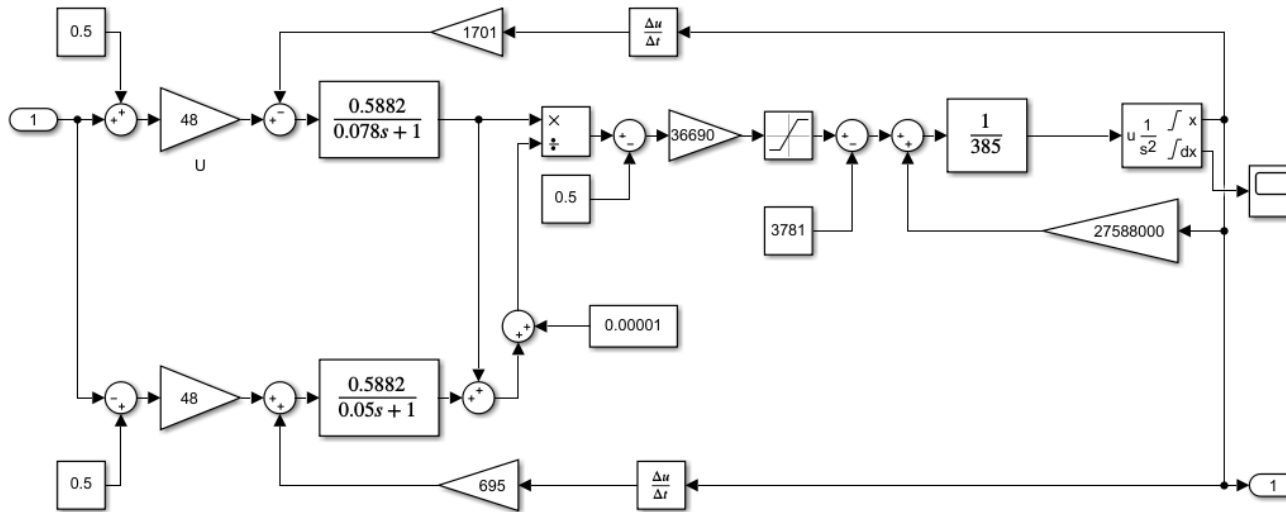


Рис. 4. Расчетная модель радиального электромагнитного подшипника как объекта управления при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения и снижении напряжения питания

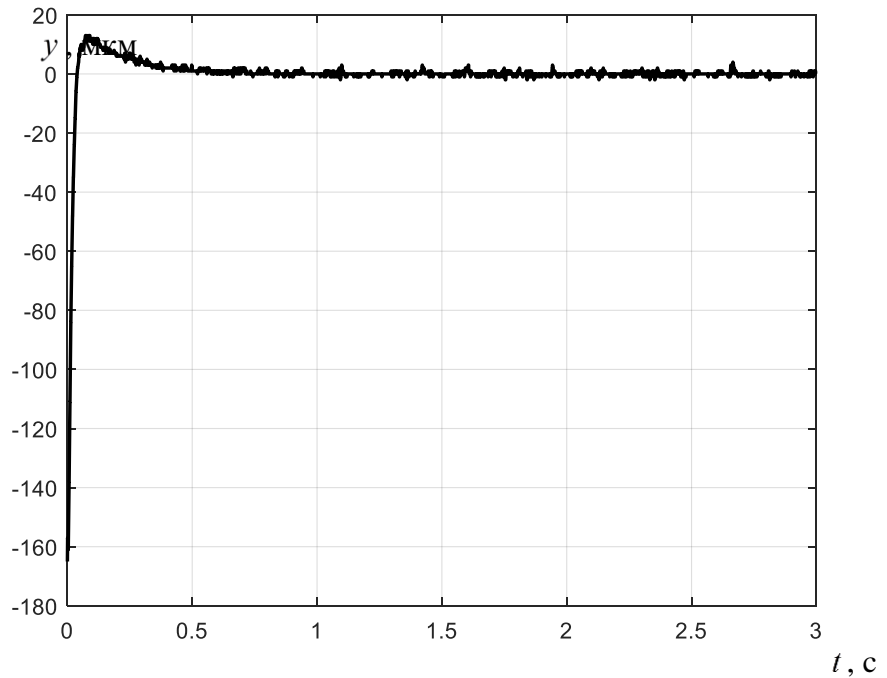


Рис. 5. График всплытия ротора со страховочных подшипников

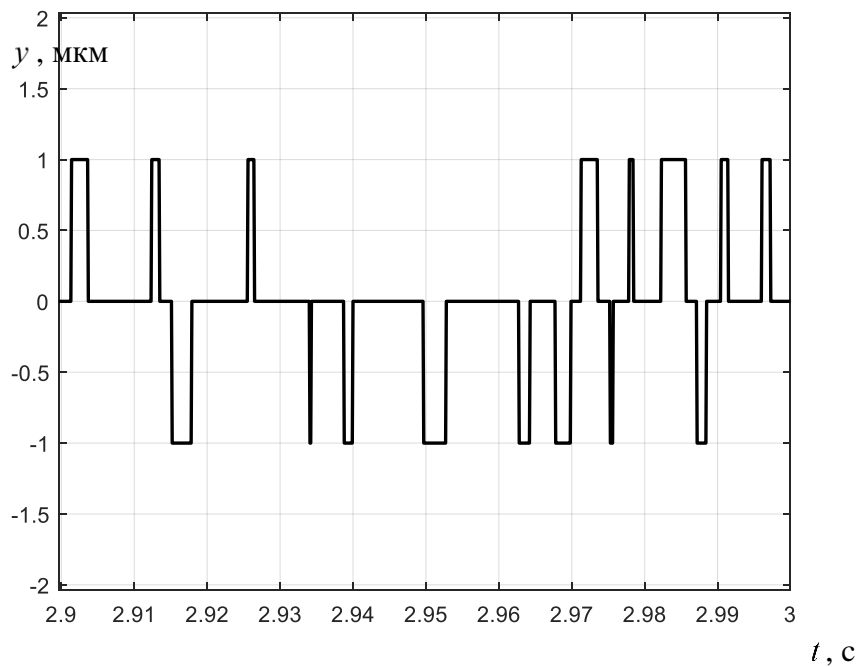


Рис. 6. График колебаний ротора относительно точки позиционирования

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать вывод, что применение способа компенсации веса ротора за счет смещения центра магнитной системы относительно оси вращения ротора применимо для радиальных электромагнитных подшипников нагнетателя газоперекачивающего агрегата. При этом появляется возможность снижения опорного напряжения питания опор, что позволит уменьшить потери электрической энергии в обмотках электромагнитов и колебания ротора относительно точки позиционирования.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сарычев А.П. Исследование и разработка ряда электромагнитных подшипников для серии компрессоров газоперекачивающих агрегатов: автореф. дис. ... докт. техн. наук. – М.: МЭИ, 2011. – 40 с.
2. Стариков А.В., Костюков В.Д. Анализ работы электромагнитных подшипников при смещении центра магнитной системы относительно оси вращения и вариации напряжения питания // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», Т. 31, № 1, 2023. – С. 103 – 123.
3. Журавлёв Ю.Н. Активные магнитные подшипники: теория, расчёт, применение. – СПб.: Политехника, 2003. – 206 с.
4. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984. – 835 с.
5. Комплект магнитного подвеса КМП Ц-16. Программа и методика испытаний. ТАИК. 656443.026 ПМ. – М.: НПП ВНИИЭМ, 2008. – 18 с.
6. Патент России № 2395150. Система управления электромагнитным подвесом ротора / А.В. Стариков, С.А. Стариков (Россия) // Оpubл. 20.07.2010, Бюл. № 20.
7. Стариков А.В., Стариков С.А. Параметрический синтез регуляторов многоконтурной системы управления электромагнитным подвесом ротора // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 1 (29) – 2011. – Самара: СамГТУ, 2011. – С. 192 – 200.

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОТЕКТОРНЫХ СПЛАВОВ**

*Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин, С.Н. Парфенова, К.В. Парфенов*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*e-mail: kats.nickolai@yandex.ru, idi71@yandex.ru, parfenova.samgtu@yandex.ru,  
kparfenovv@mail.ru*

В данной работе представлено исследование эффективности протекторных сплавов, применяемых для защиты вертикальных стальных резервуаров от коррозии, вызванной подтоварной водой различной минерализации. Авторы провели эксперименты, выявив зависимость скорости саморастворения алюминиевых и магниевых протекторных сплавов от уровня минерализации воды. Результаты исследования подчеркивают, что с ростом минерализации воды скорость саморастворения протекторов увеличивается, особенно для магниевых сплавов. Кроме того, в статье анализируется влияние анодной плотности тока на коэффициент полезного действия протекторных сплавов. Подобные результаты исследования имеют значение для инженеров и специалистов, работающих в области нефтегазопереработки и химической защиты оборудования, предоставляя практические рекомендации по выбору и применению протекторных сплавов для эффективной защиты резервуаров от коррозии.

**Ключевые слова:** протекторные сплавы, коррозия, вертикальные стальные резервуары, минерализация подтоварной воды, электрохимическая защита, анодная плотность тока, химическая защита оборудования.

Для хранения нефтей и нефтепродуктов в промышленности используются вертикальные стальные резервуары различной вместимости типа РВС. Вместе с нефтью в резервуаре накапливается подтоварная вода различной минерализации, которая вызывает коррозионное разрушение резервуарной конструкции. Опыт эксплуатации резервуаров показал [1], что наиболее интенсивному износу подвергаются днища и нижние пояса корпуса.

Для защиты от коррозии используется множество методов, в частности электрохимические методы: катодная, анодная и протекторная защиты. Наиболее широкое распространение нашла протекторная защита. Протекторная защита проста, надежна в эксплуатации, не требует дополнительных капитальных вложений, средств контроля и автоматики.

Стационарный потенциал протекторного сплава имеет более электроотрицательное значение, чем потенциал стального днища резервуара. При

замыкании цепи днище-протектор последний становится анодом, а защищаемое днище – катодом.

Эффективность протекторной защиты определяется коэффициентом полезного действия, радиусом защитного действия протектора и его саморастворением [2].

На рисунке 1 представлены данные скорости саморастворения алюминиевых протекторных сплавов в зависимости от общей минерализации подтоварных вод.

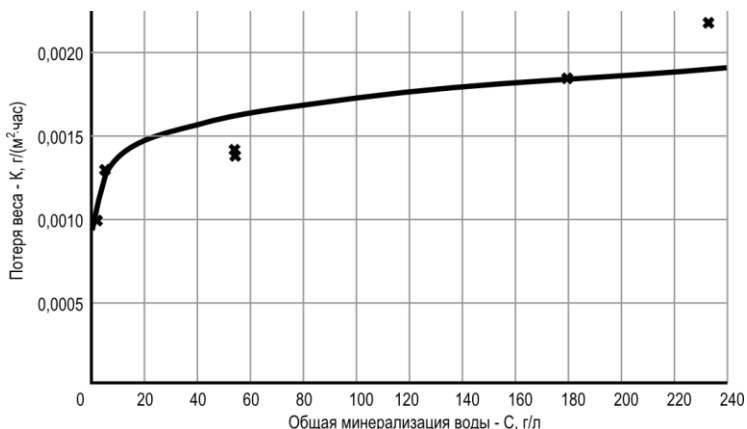


Рисунок 1 – Зависимость скорости саморастворения серийного алюминиевого протектора от общей минерализации воды (X – экспериментальные данные; ----- - расчетные данные)

Из представленных данных видно, что с возрастанием минерализации подтоварной воды скорость саморастворения протекторов увеличивается, причем для магниевых сплавов этот параметр в два раза выше, чем для алюминиевых [1]. Такая зависимость хорошо описывается уравнением вида:

$$K = A + B \ln C, \quad (1)$$

где  $K$  – скорость саморастворения, г/м<sup>2</sup>·час;

$C$  – общая минерализация воды, г/л;

$A$  и  $B$  – коэффициенты.

Проведенная обработка экспериментальных данных позволила получить коэффициенты корреляции  $A$  и  $B$ , тогда уравнение (1) можно записать в следующем виде:

$$K = 0,000938 + 0,000168 \ln C$$

Определение коэффициента полезного действия протекторных сплавов проводилось при анодной плотности тока 1,0 А/м<sup>2</sup>, при общей минерализации 22,3



г/л. Полученные данные свидетельствуют, что коэффициент полезного действия магниевых сплавов (0,64) ниже, чем алюминиевых (0,95). На рисунке 2 [1] представлена расчетная зависимость коэффициента полезного действия указанных сплавов от анодной плотности тока. Видно, что с увеличением общей минерализации раствора коэффициент полезного действия рассмотренных сплавов снижается в связи с возрастанием скорости саморастворения.

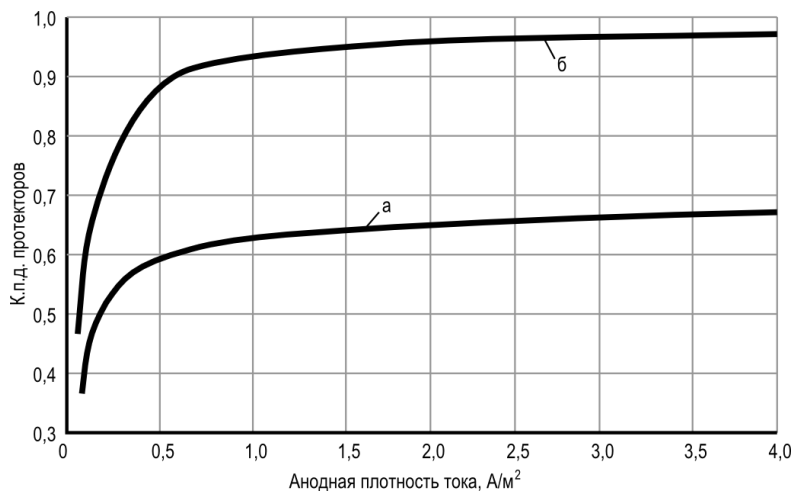


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента полезного действия от анодной плотности тока для магниевых (а) и алюминиевых (б) протекторов

## ЛИТЕРАТУРА

1. Кац Н.Г., Васильев С.В. Эффективность протекторных сплавов. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «Современное общество, образование и наука». Россия, Тамбов 30 июня, часть 6, 2014 г.
2. Кац Н.Г. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: учеб. пособие / Н.Г. Кац, В.П. Стариков, С.Н. Парфенова. – Москва: Машиностроение, 2011. – 436 с.

# МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

## УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ДЕТАЛЕЙ ЗУБЧАТЫХ РЕДУКТОРОВ

*И.А. Кокорев*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия [ig.kokorev52@yandex.ru](mailto:ig.kokorev52@yandex.ru)*

*В данной статье рассматривается уточненный расчет деталей зубчатых редукторов, более точно учитывающий условия их работы: трение в зацеплении зубчатых колес, сочетания концентраторов напряжений на валах и др. Геометрическая модель зубчатого редуктора строится в системе КОМПАС-3D. Напряженно-деформированное состояние моделей узлов редуктора рассчитывается в системе ANSYS Workbench. В качестве примера выполнены расчеты быстроходной косозубой цилиндрической передачи и узла тихоходного вала двухступенчатого косозубого цилиндрического редуктора. Получено деформированное состояние моделей узлов в целом, распределение контактных, эквивалентных и изгибных напряжений, контактного давления, напряжения трения. Рассчитан запас усталостной прочности.*

**Ключевые слова:** *зубчатый редуктор, уточненный расчет, вал, концентраторы напряжений, запас усталостной прочности, зубчатая передача, коэффициент трения.*

Актуальным для современного машиностроения является получение уточненных расчетов, обеспечивающих повышение прочности и долговечности деталей машин.

Современные компьютерные технологии позволяют совершенствовать уточненные расчеты деталей машин, делая их более привлекательными по качеству и скорости получения результатов.

В данной работе для уточненных расчетов деталей зубчатых редукторов предлагается следующий подход. Геометрическая модель редуктора строится в системе КОМПАС - 3D. Расчеты напряженно-деформированного состояния моделей узлов, зубчатых передач, валов с установленными на них деталями и узлами (зубчатые колеса, муфта, подшипники, шпонки и т.д.) и др., выполняются в системе ANSYS Workbench. Полученные результаты расчетов используются в моделях статической и усталостной прочности, адаптированных к ним.

В качестве примера выполнены уточненные расчеты моделей узлов двухступенчатого косозубого цилиндрического редуктора Ц2-125: быстроходной цилиндрической передачи с коэффициентом трения в области контакта зубьев  $f_1=0,1$ , нагруженной вращающим моментом  $T=30\text{Нм}$  и тихоходного вала, нагруженного вращающим моментом  $T=311,4\text{Нм}$ .

Исходные данные для построения твердотельной модели колес: число зубьев ведущего колеса (вал-шестерня) – 20, ведомого колеса (колеса) – 76; модуль – 2мм; угол наклона зубьев  $-16^{\circ}15'37''$  ширина зубчатого венца шестерни -30мм, колеса -

25мм; межосевое расстояние – 100мм; направление зуба шестерни – левое; степень точности – 9-В; коэффициент смещения – 0. Модель узла получена из твердотельной модели всего редуктора. Материал вала-шестерни – сталь 40Х, термообработка улучшение с твердостью НВ 269...302, предел текучести  $\sigma_T=750$ МПа. Материал колеса - сталь 40Х, термообработка улучшение с твердостью НВ 235...262, предел текучести  $\sigma_T=640$ МПа.

В ходе работы программы получено деформированное состояние узла в целом, распределение контактных, эквивалентных, изгибных напряжений, напряжений трения и относительного проскальзывания в области контакта зубьев, учитывающее влияние их взаимодействия и трения.

На рис.1 показаны основные этапы подготовки решения задачи для косозубой цилиндрической передачи: твердотельная и конечно-элементная модели передачи; заделка – фиксация на внутренней цилиндрической поверхности ступицы колеса и цилиндрическое закрепление опорных поверхностей вала-шестерни; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала-шестерни.

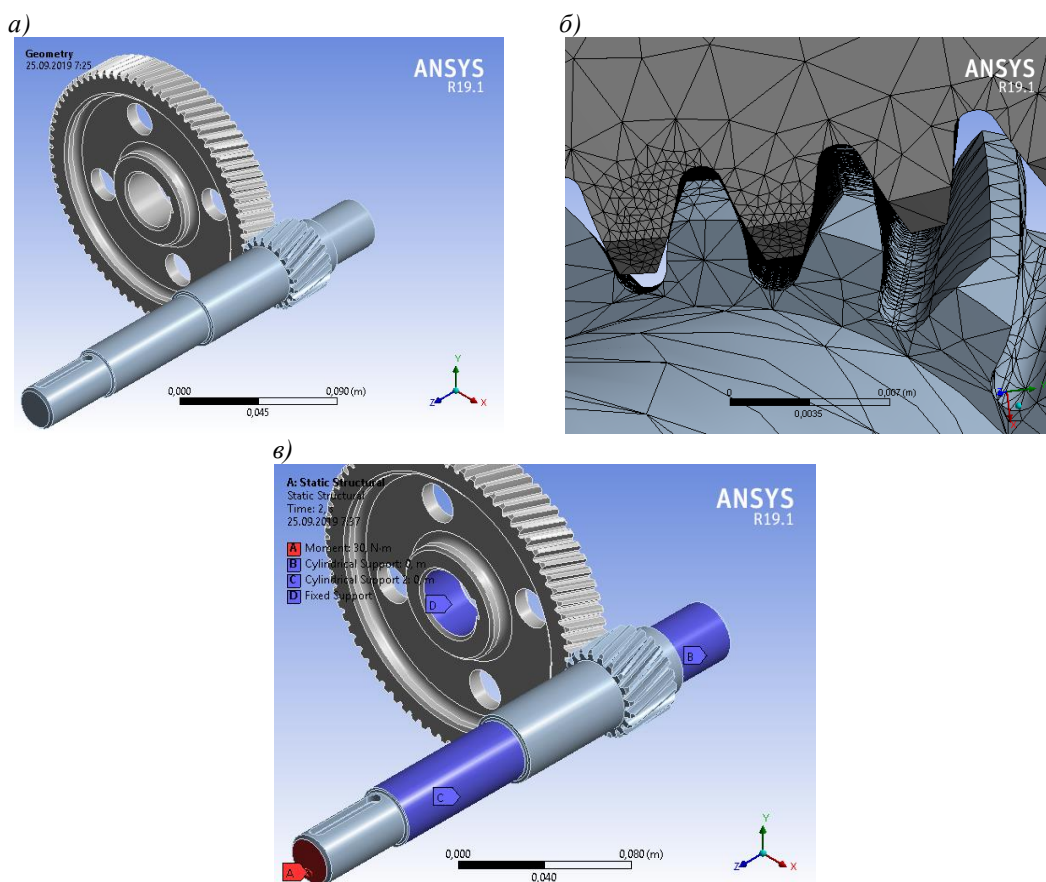


Рис.1. Этапы подготовки решения задачи: а) – твердотельная модель; б) – конечно-элементная модель; в) заделка и нагрузка

На рис.2, 3 показаны результаты решения задачи: распределение эквивалентных, изгибных и касательных напряжений, контактного давления и напряжения трения в области контакта зубьев.

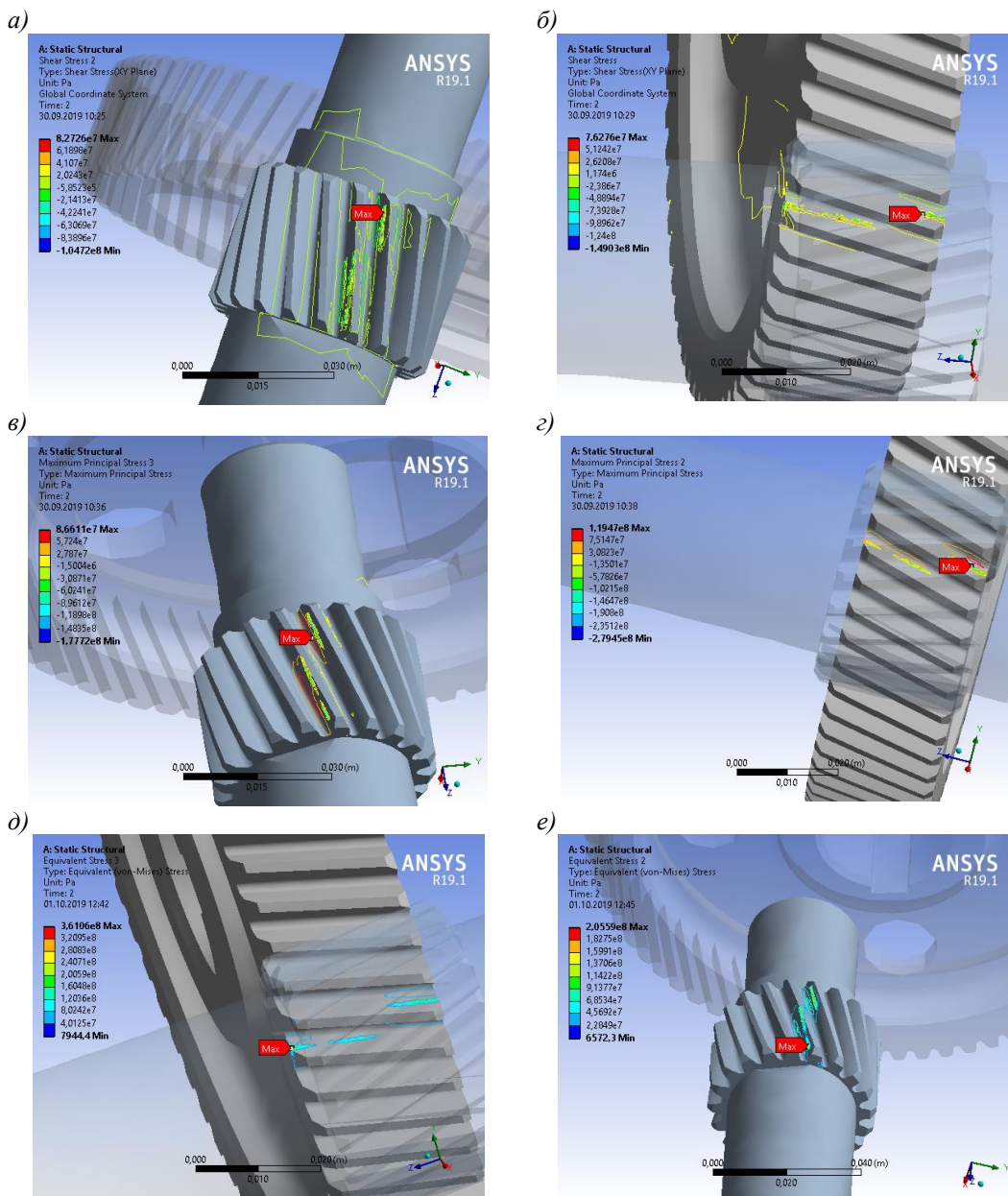


Рис.2. Результаты решения задачи: а) – касательное напряжение шестерни; б) – касательное напряжение колеса; в) – напряжение изгиба шестерни; г) – напряжение изгиба колеса; д) – эквивалентное напряжение колеса; е) – эквивалентное напряжение шестерни

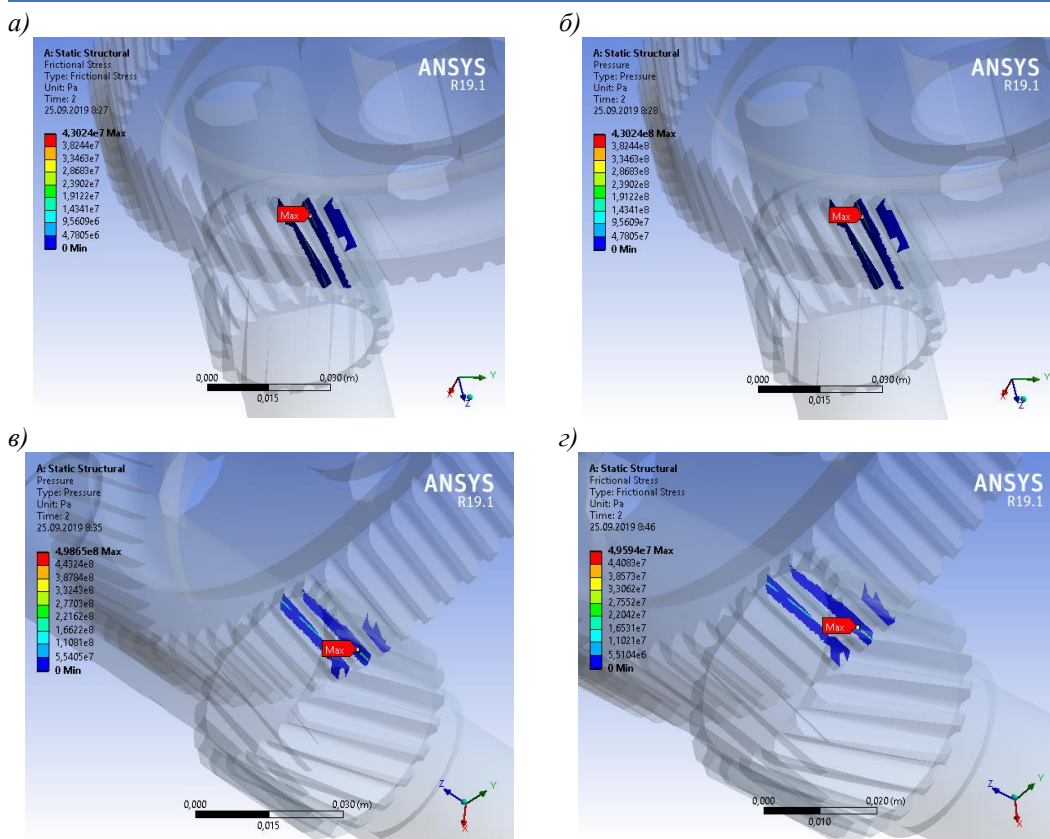


Рис.3. Результаты решения задачи: а) – напряжение трения шестерни; б) – контактное давление шестерни; в) – контактное давление колеса; г) – напряжение трения колеса

Максимальное эквивалентное напряжение возникает в колесе и равно  $\sigma_{\text{Экв}}=361,06\text{МПа}$ . Максимальное эквивалентное напряжение в шестерне  $\sigma_{\text{Экв}}=205,59\text{МПа}$ . Максимальное значение контактных касательных напряжений в поверхностном слое зубьев шестерни  $\tau_{\text{max}}=82,726\text{МПа}$ , колеса  $\tau_{\text{max}}=76,276\text{МПа}$ . Максимальное значение напряжения изгиба зуба шестерни  $\sigma_{\text{и}}=86,611\text{МПа}$ , колеса  $\sigma_{\text{и}}=119,47\text{МПа}$ . Максимальное значение напряжения трения шестерни  $\tau_{\text{т}}=43,024\text{МПа}$ , колеса  $\tau_{\text{т}}=49,594\text{МПа}$ . Максимальное контактное давление шестерни  $\rho_{\text{max}}=430,24\text{МПа}$ , колеса  $\rho_{\text{max}}=498,65\text{МПа}$ . Максимальное значение относительного проскальзывания в области контакта шестерни  $0,0081656\text{мм}$ , колеса  $0,0080321\text{мм}$ . Полученные результаты удовлетворяют как проектному расчету по контактным нормальным напряжениям, так и расчету по контактным касательным напряжениям [1, 2].

Твердотельная модель узла тихоходного вала показана на рис.4. Модель узла вала состоит из: соединения с колесом призматической шпонкой (Шпонка  $14\times 9\times 36$  ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом  $\delta_1=0,03\text{мм}$  с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 50 и 40мм; соединения с муфтой шпонкой (Шпонка  $12\times 8\times 100$  ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом  $\delta_2=0,015\text{мм}$  с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 40 и 110мм; двух соединений с

подшипниками (Подшипник 309 ГОСТ 8338-75) с натягом  $\delta_3=0,015\text{мм}$ ; двух мазеудерживающих колец. Шпонки устанавливались в пазы с натягом  $\delta_4=0,0004\text{мм}$ .

Исходные данные для построения моделей колес: число зубьев шестерни – 24, колеса – 73; модуль – 2,5мм; межосевое расстояние – 125мм; степень точности передачи – 9-В; коэффициент смещения – 0; угол наклона зубьев –  $14^\circ 4' 11''$ ; ширина зубчатого венца шестерни – 45мм, колеса – 40мм. Модель узла передачи получена из твердотельной модели всего редуктора.

Материал деталей и узлов: вал и шестерня из стали 40Х (предел текучести  $\sigma_T=750\text{МПа}$ , предел прочности  $\sigma_B=900\text{МПа}$ ); колесо из стали 40Х ( $\sigma_T=640\text{МПа}$ ,  $\sigma_B=790\text{МПа}$ ); подшипники из стали ШХ15 ( $\sigma_T=420\text{МПа}$ ,  $\sigma_B=730\text{МПа}$ ); шпонки и мазеудерживающие кольца из стали 45 ( $\sigma_T=320\text{МПа}$ ,  $\sigma_B=600\text{МПа}$ ); муфта из стали 30 ( $\sigma_T=300\text{МПа}$ ,  $\sigma_B=500\text{МПа}$ ).

На рис. 4 показаны основные этапы подготовки решения задачи: твердотельная и конечно-элементная модель узла вала; конечно-элементная модель вала; заделка – фиксация на внутренней цилиндрической поверхности шестерни, цилиндрическое закрепление внутренних колец подшипников и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка - вращающий момент, приложенный на грани торца выходного конца вала.

На рис. 5 показаны результаты решения задачи: распределение эквивалентных напряжений (von-Mises) в вале и опасная точка (узловая точка конечно-элементной модели) с максимальным значением эквивалентного напряжения  $\sigma_{\text{эKB}}=235,91\text{МПа}$ . Опасная точка находится на ступени вала под колесо, где имеет место сочетание конструктивных источников концентрации напряжений: галтели, шпоночного соединения и соединения с натягом.

На рис. 6 показано распределение контактного давления, напряжения трения в области контакта вала с колесом и области контакта вала со шпонкой. Компоненты тензора местных напряжений в опасной точке:  $\sigma_x=-282,7\text{МПа}$ ,  $\sigma_y=-47,663\text{МПа}$ ,  $\sigma_z=-59,64\text{МПа}$ ,  $\tau_{xy}=28,376\text{МПа}$ ,  $\tau_{yz}=-0,40004\text{МПа}$ ,  $\tau_{zx}=14,913\text{МПа}$ .

Запас усталостной прочности определяем с использованием модели усталостного разрушения при сложном напряженном состоянии [3]:

$$S = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{\text{эKB}}} \geq [S],$$

где  $\sigma_{-1}$  – предел выносливости при симметричном цикле изгиба;  $S$  - расчетный запас прочности;  $[S] = 1,5 \dots 2,5$  – допускаемые значения.

Для определения эквивалентного напряжения используем зависимость

$$\sigma_{\text{эKB}} = \frac{\sigma_{\text{эKBa}}}{qK_d K_F} + \psi_\sigma \sigma_{\text{эKBm}}, \quad (1)$$

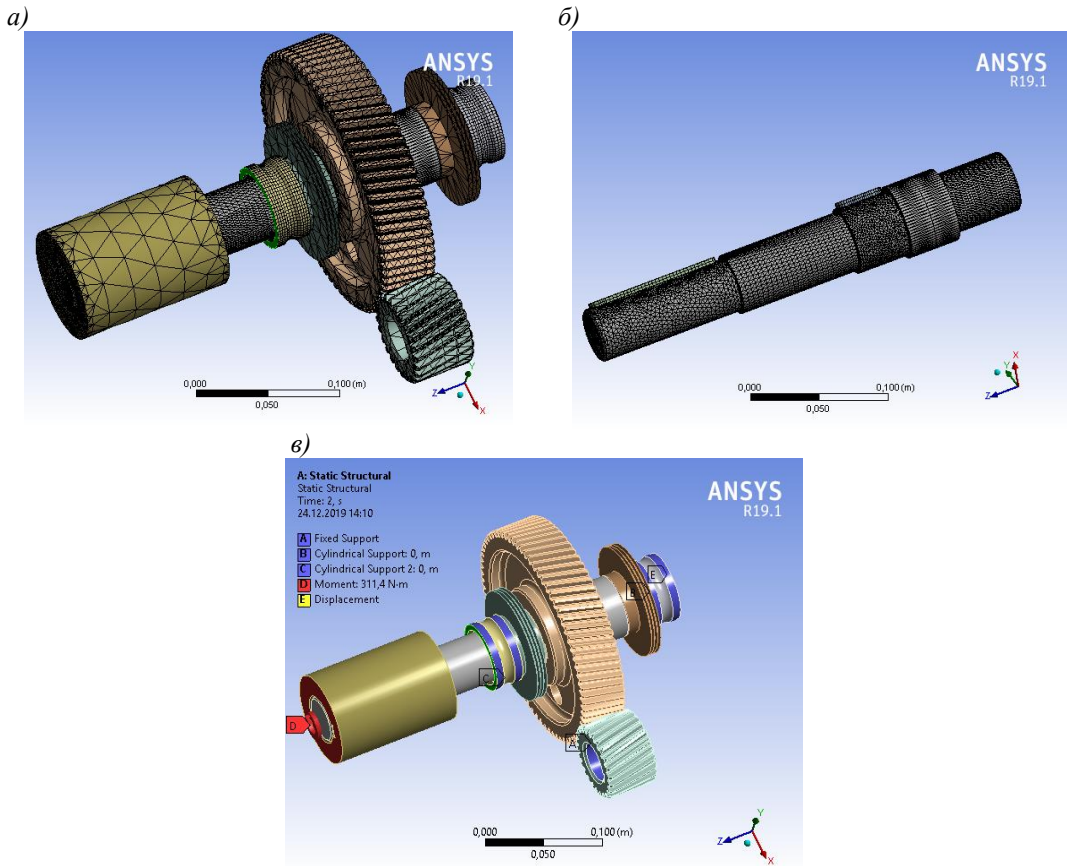


Рис. 4. Конечно-элементная модель узла вала (а) и вала (б), заделка и нагрузка модели узла вала (в)

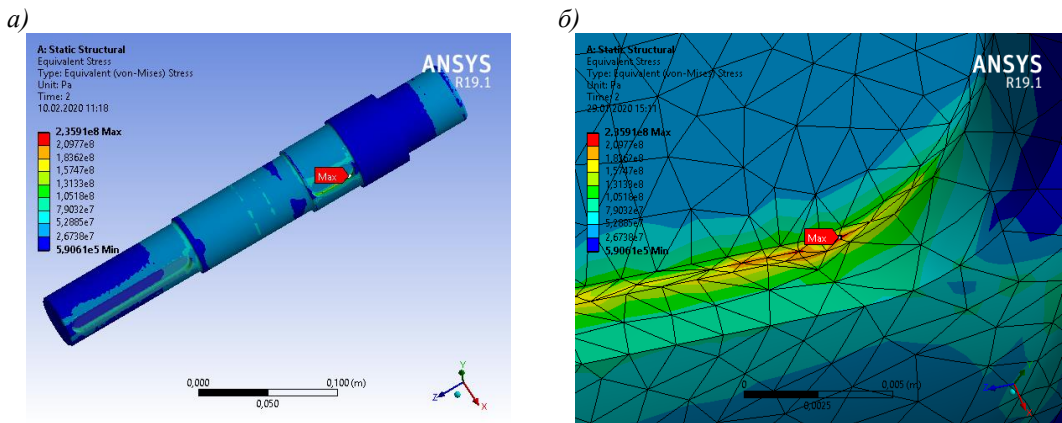


Рис. 5. Эквивалентные напряжения в вале (а) и опасная точка с максимальным значением эквивалентного напряжения (б)

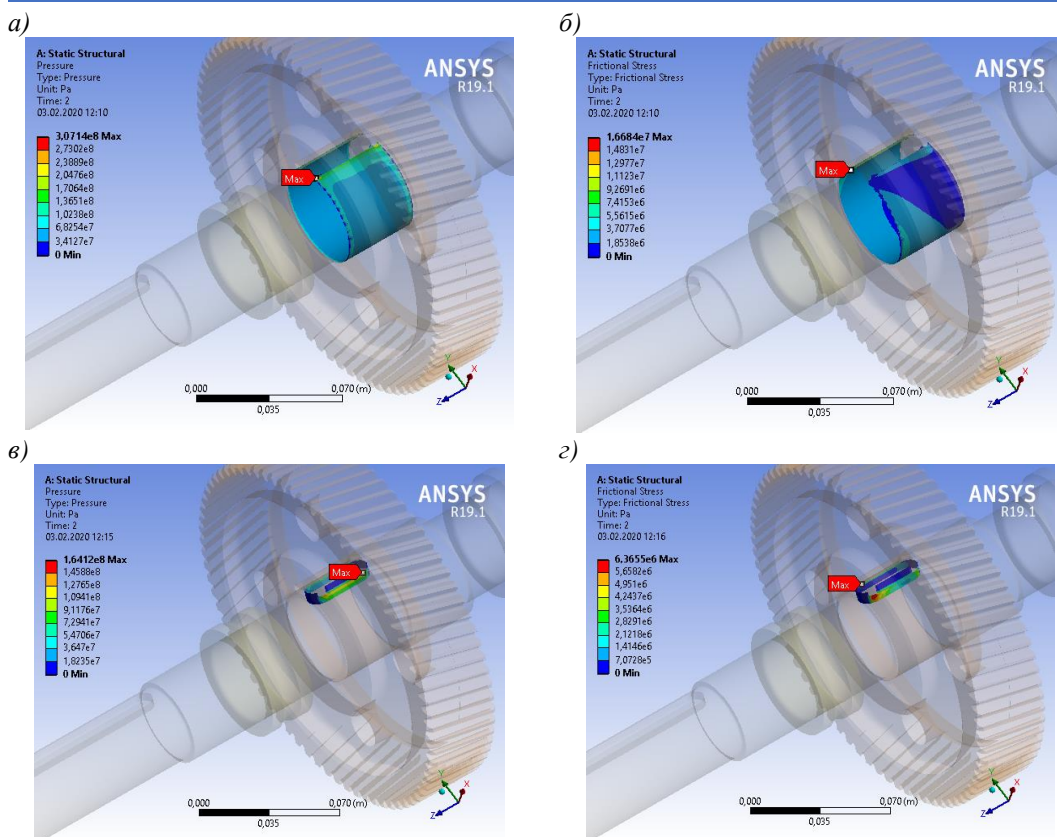


Рис.6. Контактное давление (а), напряжение трения (б) в области контакта вала с колесом и контактное давление (в), напряжение трения (з) в области контакта вала со шпонкой

где эквивалентное переменное напряжение

$$\sigma_{ЭКВа} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{xa} - \sigma_{ya})^2 + (\sigma_{ya} - \sigma_{za})^2 + (\sigma_{za} - \sigma_{xa})^2 + 6(\tau_{xya}^2 + \tau_{yza}^2 + \tau_{zxa}^2)}$$

– интенсивность амплитуд местных переменных напряжений; эквивалентное постоянное напряжение  $\sigma_{Эквт} = \sigma_{1m}$  – наибольшее нормальное напряжение;  $\psi_\sigma$  – коэффициент влияния постоянных напряжений;  $\sigma_{xa}$ ,  $\sigma_{ya}$ ,  $\sigma_{za}$ ,  $\tau_{xya}$ ,  $\tau_{yza}$ ,  $\tau_{zxa}$  – амплитуды местных переменных напряжений в опасной точке;  $K_d$  – коэффициент, учитывающий масштабный фактор;  $K_F$  – коэффициент, учитывающий влияние состояния поверхности;  $q$  – коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

Для расчета запаса усталостной прочности использовались следующие исходные данные:  $K_d=0,7$ ;  $K_F=1$ ;  $q=1,25$ ;  $\sigma_{-1}=435\text{МПа}$  [3]. При расчете учитывалось, что постоянные по величине и направлению силы передачи вызывают во вращающихся валах напряжения, изменяющиеся по симметричному циклу.



Расчетный запас усталостной прочности  $S=1,613$ . Вал можно считать работоспособным.

Таким образом, выполнены уточненные расчеты быстроходной косозубой цилиндрической передачи и узла тихоходного вала зубчатого редуктора более точно учитывающие условия их работы.

Применение модели (1) позволяет повысить надежность уточненных расчетов деталей машин.

Развитие данного подхода позволит совершенствовать проектирование зубчатых редукторов и открывает возможности повышения их долговечности и прочности.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Анурьев В. И.* Справочник конструктора-машиностроителя. Т. 2. – М.: Машиностроение, 2000. – 784 с.
2. *Воробьев Ю. В., Ковергин А. Л.* Проектирование зубчатых передач на долговечность с учетом трения // Вестник ТГТУ. – 2004. – Том 10. №1Б. – с. 205-210.
3. *Биргер И.А.* Расчет на прочность деталей машин: Справочник / *И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич.* – М.: Машиностроение, 1993 – 640 с.

**ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО  
КОМПЛЕКСА**

УДК 621.316

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

*А.В. Стариков, А.А. Казанцев, М.Д. Хассан*

*Самарский государственный технический университет*

*Самара, Россия*

*E-mail: kazantzev@63.ru*

Количество потребленной электрической энергии при подъеме на поверхность кубометра жидкости определяет энергетическую эффективность механизированной добычи нефти. Для минимизации потребления электрической энергии в нефтяной отрасли разработаны разные методы, среди которых следует выделить энергоэффективный дизайн погружной установки [1, 2], применение погружных насосов и электродвигателей с повышенным коэффициентом полезного действия и компенсацию потребляемой реактивной мощности [3].

Целью проводимого исследования является оценка влияния напряжения промышленной подстанции на энергетическую эффективность механизированной добычи нефти.

Рассмотрим гипотетическую отходящую от промышленной подстанции неразветвленную линию, питающую электротехнические комплексы добывающих скважин (рис. 1). Она содержит 3 узла, к которым подключены электротехнические комплексы добывающих скважин с различной комплектацией наземного и погружного оборудования. Промышленная подстанция ПС соединена с первым и последующим узлами воздушными линиями, имеющими активные и индуктивные сопротивления  $R_{ПС-1}$ ,  $X_{ПС-1}$ ,  $R_{1-2}$ ,  $X_{1-2}$ ,  $R_{2-3}$  и  $X_{2-3}$ . Первый узел питает электрической энергией асинхронный двигатель М1 штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) через понижающий трансформатор ПТ1 и воздушную линию с параметрами  $R_{л1}$  и  $X_{л1}$ .

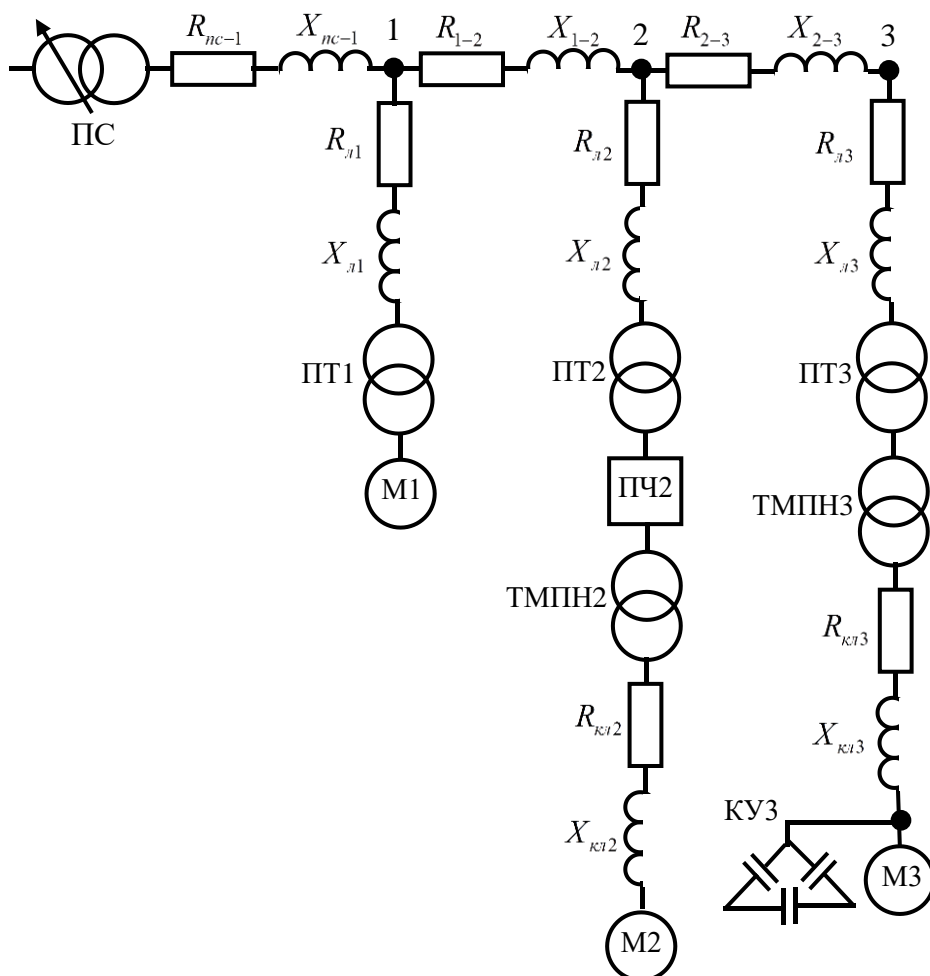


Рис. 1. Принципиальная схема гипотетической отходящей линии с тремя различными электротехническими комплексами добывающих скважин

Второй узел осуществляет снабжение электрической энергией асинхронный погружной электродвигатель (ПЭД) М2, приводящий в движение центробежный насос. При этом напряжение от узла 2 передается на двигатель через воздушную линию  $R_{л2}$ ,  $X_{л2}$ , понижающий трансформатор ПТ2, преобразователь частоты ПЧ2, повышающий трансформатор ТМПН2 и соединительный кабель  $R_{кл2}$ ,  $X_{кл2}$ .

В состав электротехнического комплекса, подключенного к третьему узлу, входит воздушная линия  $R_{л3}$ ,  $X_{л3}$ , понижающий трансформатор ПТ3, повышающий трансформатор ТМПН3, соединительный кабель  $R_{кл3}$ ,  $X_{кл3}$  и погружной электродвигатель М3 центробежного насоса. Для компенсации реактивной энергии к статорным обмоткам двигателя М3 подключена индивидуальная конденсаторная установка КУ3.

Предположим, что промысловая подстанция оснащена трансформатором с регулированием под напряжением (РПН). Тогда можно организовать вариацию напряжения на выходе ПС и проанализировать потребление электроэнергии при разных значениях этого напряжения.

Расчет потребляемой активной, реактивной и полной мощности с выхода промысловой подстанции осуществляется по известным формулам [4 – 6] с помощью итерационного алгоритма, основанного на уравнивании напряжений в узлах отходящей линии за счет вариации напряжений на статорных обмотках асинхронных двигателей погружных насосов [5, 6]. При этом важным аспектом является определение скоростей вращения ПЭД и асинхронного двигателя ШСНУ, поскольку потребляемая ими активная и реактивная мощности зависят непосредственно от скорости и механических характеристик погружных насосов.

Расчет средней скорости вращения вала асинхронного двигателя М1 ШСНУ и мощности, потребляемой этим двигателем, можно производить по формулам [4, 5]

$$\omega_1 = \frac{M_{ном1} \omega_{01} - M_{01} \left[ \omega_{01} - \omega_{ном1} - k_{\partial y1}^U (U_{11.ном} - U_{11}) \right]}{M_{ном1} + k_{M21} \left[ \omega_{01} - \omega_{ном1} - k_{\partial y1}^U (U_{11.ном} - U_{11}) \right]}; \quad (1)$$

$$P_{AD1} = \frac{k_{M21} \omega_1^2 + M_{01} \omega_1}{\eta_1}; \quad (2)$$

$$Q_{AD1} = 3U_{11}^2 \left( \frac{s_1^2 X_{k1}}{R_{2Г1}^2 + s_1^2 X_{k1}^2} + \frac{U_{11}^v}{X_{m1}} \right), \quad (3)$$

где  $M_{ном1}$ ,  $\omega_{ном1}$  и  $U_{11.ном}$  – номинальные значения момента, скорости вращения и фазного напряжения асинхронного двигателя;  $M_{01}$  – момент трогания;  $\omega_{01}$  – скорость идеального холостого хода;  $k_{\partial y1}^U$  – коэффициент передачи двигателя по отношению к изменению напряжения;  $U_{11}$  и  $\eta_1$  – фактические значения напряжения на статоре и коэффициента полезного действия двигателя;  $k_{M21}$  – коэффициент механической характеристики плунжерного насоса;  $R_{2Г1}$ ,  $X_{k1}$  и  $X_{m1}$  – параметры Г-образной схемы замещения двигателя;  $v$  – коэффициент, учитывающий нелинейность характеристики намагничивания;  $s_1 = \frac{\omega_{01} - \omega_1}{\omega_{01}}$ .

С учетом того, что двигатель М2 является погружным, приводящим во вращение центробежный насос, а в станции управления установлен преобразователь частоты, то скорость его вращения и потребляемая активная и реактивная мощность рассчитывается по формулам [6]

$$\omega_2 = -\frac{M_{ном2}}{2k_{M2}d_{22}} + \sqrt{\frac{M_{ном2}^2}{4k_{M2}^2d_{22}^2} + \frac{2\pi f_{12}M_{ном2}}{k_{M2}d_{22}Z_{n2}} - \frac{M_{02}}{k_{M2}}}; \quad (4)$$

$$P_{ПЭД2} = \frac{k_{M2}\omega_2^3 + M_{02}\omega_2}{k_\eta\eta_2}; \quad s_2 = \frac{2\pi f_{12} - Z_{n2}\omega_2}{2\pi f_{12}}; \quad (5)$$

$$Q_{ПЭД2} = 3 \left[ \frac{U_{12}^2 s_2^2 X_{k2} \frac{f_{12}}{50}}{R_{2Г2}^2 + s_2^2 \left( X_{k2} \frac{f_{12}}{50} \right)^2} + \frac{U_2^2}{X_m \frac{f_{12}}{50}} \right], \quad (6)$$

где  $k_{M2}$  – коэффициент механической характеристики центробежного насоса, подключенному ко второму узлу отходящей линии;  $d_{22} = \omega_{02} - \omega_{ном2} - k_{\text{дв}2}^U (U_{12.f} - U_{12})$ ;  $U_{12.f}$  – фазное напряжение статора ПЭД, соответствующее частоте  $f_{12}$ ;  $Z_{n2}$  – число пар полюсов двигателя;  $k_\eta$  – коэффициент, учитывающий снижения коэффициента полезного действия за счет действия высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя.

Скорость вращения ПЭД3 и центробежного насоса в скважине, подключенной к 3-му узлу отходящей линии, и потребляемую активную мощность можно определить по формуле [4, 5, 7]

$$\omega_3 = \frac{\sqrt{M_{ном3}^2 + 4k_{M3}d_{13} [M_{ном3}\omega_{03} - d_{13}M_{03}]} - M_{ном3}}{2k_{M3}d_{13}}; \quad (7)$$

$$P_{ПЭД3} = \frac{k_{M3}\omega_3^3 + M_{03}\omega_3}{\eta_3}, \quad (8)$$

где  $d_{13} = \omega_{03} - \omega_{ном3} - k_{\text{дв}3}^U (U_{13.ном} - U_{13})$ .

Реактивная мощность  $Q_{ПЭД3}$ , потребляемая этим двигателем, рассчитывается по выражению, аналогичному (3).

Произведем расчет напряжения  $U_{ПС}$  промышленной подстанции и снимаемой с ее выхода активной  $P_{ПС}$ , реактивной  $Q_{ПС}$  и полной мощности  $S_{ПС}$  при вариации напряжения  $U_{1ПЭД3}$  на статорных обмотках ПЭД3. При этом также определим суммарный дебит скважин  $Q$ , коэффициент энергетической эффективности

$k_{eff} = \frac{Q}{P_{ПС}}$  и удельные затраты электрической энергии  $E = \frac{24P_{ПС}}{Q}$  при различных  $U_{ПС}$ .

Предположим, что рассматриваемая электротехнические комплексы добывающих скважин гипотетической отходящей линии оснащены погружными двигателями ПЭД2 и ПЭД3 типа ЭДТ45-103М1 и асинхронным двигателем АИР-132-М8-СНБ1 в составе ШСНУ. Двигатели приводят центробежные насосы 0215ЭЦНАКИ5-125И с номинальным напором 1450 м при работе на воде и номинальной производительностью 125 м<sup>3</sup>/сут и станок-качалку СКДР6-3-Ш.

В состав комплексов входят понижающие трансформаторы ТМГФ 63/10 (ПТ1), ТМГФ 100/10 (ПТ2 и ПТ3) повышающие трансформаторы ТМПНГ100/3 (ТМПН2 и ТМПН3).

Соединительные кабели, с помощью которых погружные двигатели подключены к повышающим трансформаторам имеют активные сопротивления  $R_{кл2} = 1,146$  Ом,  $R_{кл3} = 1,185$  Ом и реактивные сопротивления  $X_{кл2} = 0,145$  Ом,  $X_{кл3} = 0,15$  Ом. Сопротивления воздушных линий, соединяющих понижающие трансформаторы с узлами отходящей линии, имеют следующие значения:  $R_{л1} = R_{л2} = R_{л3} = 0,207$  Ом,  $X_{л1} = X_{л2} = X_{л3} = 0,172$  Ом. Участки отходящей линии между узлами характеризуются сопротивлениями:  $R_{ПС-1} = 1,02$  Ом;  $X_{ПС-1} = 0,85$  Ом;  $R_{1-2} = 1,224$  Ом;  $X_{1-2} = 1,202$  Ом;  $R_{2-3} = 0,612$  Ом;  $X_{2-3} = 0,51$  Ом. Индивидуальные конденсаторные батареи, установленные непосредственно на ПЭД имеют реактивное сопротивление  $X_{ку} = 70,771$  Ом.

Расчет по формулам (1) – (7) с помощью итерационного алгоритма [6] позволил составить таблицу 1, в которой приведены значения  $U_{ПС}$ ,  $P_{ПС}$ ,  $Q_{ПС}$ ,  $S_{ПС}$ ,  $Q$ ,  $k_{eff}$  и  $E$  в зависимости от изменения

$$\Delta U_{1ПЭД3} = \frac{100(U_{1ПЭД3} - U_{1ПЭД3,ном})}{U_{1ПЭД3,ном}}$$

## ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Таблица 1 – Зависимость  $U_{ПС}$ ,  $P_{ПС}$ ,  $Q_{ПС}$ ,  $S_{ПС}$ ,  $Q$ ,  $k_{eff}$  и  $E$  от  $\Delta U_{1ПЭДЗ}$

$\Delta U_{1ПЭДЗ}$ , %	-10%	-5%	-2,5%	0%	2,5%	5%	10%
$U_{ПС}$ , В	5501	5776	5914	6052	6195	6334	6612
$P_{ПС}$ , кВт	<b>116,4</b>	117,4	117,9	118,4	119,2	119,7	121
$Q_{ПС}$ , кВАр	55	55,1	55	54,8	59,2	59,1	58,9
$S_{ПС}$ , кВА	<b>128,8</b>	129,7	130,1	130,5	133,1	133,5	134,5
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	189,1	189,8	190,1	190,4	190,8	191,1	191,8
$k_{eff}$ , м <sup>3</sup> /сут·кВт	<b>1,624</b>	1,617	1,613	1,608	1,601	1,596	1,586
$E$ , кВт·час/м <sup>3</sup>	<b>14,78</b>	14,85	14,88	14,92	14,99	15,04	15,13

Анализ таблицы 1 показывает, что потребление активной  $P_{ПС}$  и полной мощности  $S_{ПС}$  снижается при уменьшении напряжения промышленной подстанции. При этом уменьшается удельное потребление электрической энергии  $E$  на кубометр добытой из скважин жидкости и повышается коэффициент энергетической эффективности  $k_{eff}$ .

Произведем аналогичный расчет для случая, когда индивидуальная конденсаторная установка КУЗ не устанавливается на погружной двигатель ПЭДЗ. Результаты расчета сведены в таблицу 2. Данные таблицы показывают такую же тенденцию в потреблении электрической энергии в зависимости от напряжения промышленной подстанции. Однако, установка индивидуальных конденсаторных установок на погружные двигатели позволяет снизить потери энергии на соединительном кабеле, что приводит к дополнительному положительному эффекту.

Таблица 2 – Зависимость  $U_{ПС}$ ,  $P_{ПС}$ ,  $Q_{ПС}$ ,  $S_{ПС}$ ,  $Q$ ,  $k_{eff}$  и  $E$  от  $\Delta U_{1ПЭДЗ}$

при отсутствии устройства компенсации реактивной мощности

$\Delta U_{1ПЭДЗ}$ , %	-10%	-5%	-2,5%	0%	2,5%	5%	10%
$U_{ПС}$ , В	5527	5804	5943	6082	6226	6365	6645
$P_{ПС}$ , кВт	<b>118,4</b>	119,4	120	120,6	121,7	122,3	123,6
$Q_{ПС}$ , кВАр	78,6	82,3	83,7	85	91,2	92,7	95,7
$S_{ПС}$ , кВА	<b>142,1</b>	145,1	146,3	147,5	152	153,5	156,3
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	189,1	189,8	190,1	190,4	190,8	191,1	191,8
$k_{eff}$ , м <sup>3</sup> /сут·кВт	<b>1,597</b>	1,589	1,584	1,579	1,568	1,563	1,552
$E$ , кВт·час/м <sup>3</sup>	<b>15,02</b>	15,11	15,15	15,19	15,31	15,36	15,47



Следует отметить, что эти результаты полностью согласуются с исследованиями других авторов [3, 8].

Таким образом, регулирование выходного напряжения промышленной подстанции является актуальной, что возможно при использовании трансформаторов с РПН.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тарасов В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН // Инженерная практика, № 3, 2010. – С. 26 – 32.
2. Мартюшев Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН // Инженерная практика, № 6, 2011. – С. 72 – 77.
3. Табачникова Т.В. Индивидуальная компенсация реактивной мощности электротехнического комплекса добывающей скважины с электроцентробежным насосом / Т.В. Табачникова, Р.И. Гарифуллин, Э.Д. Нурбосынов, А.В. Махт // Ежемесячный производственно-технический журнал «Промышленная энергетика», № 2, 2015. – С. 44 – 47.
4. Вайнштейн Р.А. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 96 с.
5. Стариков А.В., Табачникова Т.В., Казанцев А.А., Косорлуков И.А. Алгоритм расчета оптимальной величины напряжения промышленной подстанции // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», Т. 29. № 4 – 2021. – Самара: СамГТУ, 2021. – С. 116 – 131.
6. Стариков А.В., Косорлуков И.А., Казанцев А.А. Расчет оптимальной величины напряжения промышленной подстанции с учетом особенностей частотных преобразователей станций управления погружными насосами // Вопросы электротехнологии. 2022. № 3 (36). – С. 66-73.
7. Starikov A., Tabachnikova T., Kosorlukov I. Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), IEEE *Xplore*, 2020. – P. 1–5.
8. Гарифуллина А.Р. Рациональное управление реактивной мощностью электротехнических комплексов добывающей скважины и отходящей линии нефтегазодобывающего предприятия: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб: СПбПУ, 2012. – 16 с.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

## ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ

*Д.А. Мельникова, Ю.В. Гашенко, С.С. Максимов*

*АО «КаРС», г.Мегион, Россия, [melnikovada1988@mail.ru](mailto:melnikovada1988@mail.ru)*

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,  
г.Самара, Россия*

### **Аннотация**

В данной работе рассматривается необходимость внедрения систем дополненной реальности при обучении и подготовки персонала для обеспечения безопасной деятельности при проведении капитального ремонта скважин.

**Ключевые слова:** капитальный ремонт скважины, эксплуатация оборудования, технологическая безопасность, ремонт скважин, система охраны труда, обучение, дополненная реальность.

Технологический прогресс и развитие новых методов и инструментов требуют повышения уровня технологической безопасности для снижения количества аварийных и нестандартных ситуаций в системе предприятий нефтегазового комплекса. Капитальный ремонт скважин - это сложный процесс, который включает выполнение различных операций по очистке, закачке химикатов, замене оборудования и других мероприятий для восстановления или улучшения работоспособности скважины.[2] Однако, проведение таких работ может быть связано с определенными рисками, такими как потеря контроля над скважиной, возгорание или загрязнение окружающей среды. Поэтому повышение уровня технологической безопасности является важной задачей для эффективного и безаварийного проведения капитального ремонта скважин на объектах. Недостаточная квалификация и уровень профессиональной подготовки персонала является важным фактором, при поддержании или повышении уровня безопасности. Ошибочные действия персонала при выполнении технологических операций могут привести к серьезным последствиям.

Система обучения, подготовка персонала, а также поддержание навыков на высоком уровне в течение всей трудовой деятельности играют важную роль в процессе повышения уровня технологической безопасности при капитальном ремонте скважин и иных операциях [3]. Одним из ключевых условий для успешного развития данной отрасли является внедрение новейших технологий. В настоящее время все больше предприятий нефтегазовой отрасли начинают использовать технологии дополненной реальности при обучении персонала. Это позволяет модернизировать производственные процессы. Использование дополненной реальности также способствует повышению безопасности и эффективности работы

сотрудников. Однако необходимо отметить, что квалификация инженеров и управляющих технологическими процессами напрямую влияет на безопасность производства. Технологии дополненной реальности могут помочь минимизировать или исключить человеческий фактор при обеспечении безопасности. Технология дополненной реальности также позволяет прогнозировать возможные сбои технических систем, что дает возможность своевременно реагировать и проводить ремонтные работы. Важно отметить, что даже самая надежная техническая система требует квалифицированного обслуживания и ремонта в случае поломки. Введение технологии дополненной реальности позволяет минимизировать возможность возникновения чрезвычайных происшествий при проведении капитального ремонта скважин. AR-тренажеры дополненной реальности в нефтегазовой сфере с помощью цифрового моделирования показывают, как работают конкретные узлы и процессы. Тренажеры воспроизводят частые и сложные сценарии развития событий. Программа обучения корректируется на основе статистики ответов сотрудника, что делает тренировку индивидуальной и наиболее результативной.

Существуют также реалистичные VR-тренажеры они подходят для ускоренного обучения. Такой комплекс включает очки виртуальной реальности. Учитель контролирует процесс, корректирует сложность программы, записывает прохождение заданий. Обучение может проходить следующим образом: специалист погружается в процесс взаимодействия с VR-тренажером на 1 неделю, затем в течение еще одной 1 недели продолжает практиковаться. [1] Тренажер детально воссоздает нюансы работы в полевых условиях: это важно для персонала, которому предстоит действовать в условиях повышенной опасности, когда внештатная ситуация зачастую выбивает из колеи даже мастеров с опытом. Так практикующийся получает интенсивную практику: нарабатывает необходимую базу, постигает основы безопасного труда, учится справляться с трудностями без риска для жизни. Технологии AR/VR позволяют снизить вероятность ошибок при работе в полевых условиях и повысить уровень безопасности на производстве, за счет увеличения скорости реакций на аварийную ситуацию.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка программного комплекса дополненной реальности для обслуживания нефтегазового оборудования (Котелева Наталья Ивановна, Куншин Андрей Андреевич, Сидоров Дмитрий Андреевич, Вальнев Владислав Владимирович) Санкт-Петербургский горный университет
2. Гришагин А.В. Интеграция типового и текущего проектирования // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений: сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть» — Вып. 2. — Самара: Изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2012 — С. 177-188.
3. Человеческий фактор как объект обеспечения безопасности жизнедеятельности Безопасность жизнедеятельности №4 -2019. -2019. -С.18-22. Алекина Е.В., Яговкин Г.Н., Воропаев Л.В, Мельникова Д.А.

## ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ СОСТАВОВ НА СОРТИРОВОЧНЫХ ГОРКАХ

*Д.А. Волощук, И.Д. Ибатуллин*

*Самарский государственный технический университет  
г. Самара, Россия*

*e-mail: vol-dar29@mail.ru, idi71@yandex.ru*

В данной статье представлено решение по совершенствованию конструкции замедлителей грузовых вагонов и расширению их эксплуатационных возможностей, что может гарантировать предотвращение аварий при формировании поездов для перевозки нефтепродуктов.

**Ключевые слова:** транспортировка нефти, железная дорога, сортировочная горка, вагонный замедлитель, снижение аварийности при формировании составов.

Проблема безопасности железнодорожных перевозок нефтепродуктов остается важной и актуальной на протяжении длительного времени. Транспортировка нефтепродуктов является особо опасной и требует применения мер, направленных на предотвращение аварийных ситуаций. При этом формирование железнодорожного состава, в котором осуществляется перевозка нефтепродуктов, играет важную роль в обеспечении безопасности перевозок.

Горочные сортировочные горки являются основным устройством для распределения вагонопотоков на железнодорожных станциях. Вагоны-цистерны, транспортирующие нефтепродукты, имеют массу 26 т и более. При формировании составов на сортировочных станциях они могут разогнаться до скорости более 5 км/ч, что чревато серьезными последствиями. Поскольку нефтепродукты относятся к 3 категории из-за их пожароопасности и токсичности, важно обеспечить исправность вагон-цистерн.

Вагонные замедлители - это специальные устройства, устанавливаемые на железнодорожных путях, которые служат для снижения скорости проходящих мимо железнодорожных составов. Они используются для обеспечения безопасности при транспортировке нефтепродуктов и других опасных грузов. Принцип работы большинства вагонных замедлителей основан на том, что гребни вагонных колес, периодически наезжают на грибовидные головки замедлителей, вдавливая их вниз, преодолевая сопротивление, создаваемое перетеканием гидравлической жидкости из одной полости в другую через дросселирующие отверстия. После прохождения колес через замедлитель энергия, накопленная в пружинах или сжатом воздухе, поднимает грибовидную головку до исходного уровня. Энергии, поглощаемой одним замедлителем, недостаточно для замедления движения вагона, поэтому их размещают группами на путях по всему маршруту следования вагона (десятки устройств покрывают обе стороны железной дороги).

Существующие конструкции имеющихся на рынке или вновь разрабатываемых вагонных замедлителей [3-5] имеют ряд недостатков – излишнюю сложность конструкции, что повышает стоимость и уменьшает надежность данных устройств, но главное – существующие замедлители всегда применялись как независимые, нерегулируемые поглотители энергии движущегося вагона. Разумеется, такие устройства не могут одинаково эффективно обеспечить торможение пустого пассажирского вагона массой 7 тонн и цистерны, имеющейкратно более значительную массу.

Предлагается новая конструкция вагонных замедлителей, в которых вместо отдельных, независимых устройств используется система, состоящая из двух замедлителей (гидроцилиндров), связанных между собой гидравлической линией, в которую вмонтирован электроуправляемый вентиль, имеющий возможность регулировки сечения дросселирующего отверстия. Каждый замедлитель имеет датчик, регистрирующий наезд гребня колеса на грибовидный шток. Работает эта система следующим образом. При движении вагона колеса ударяют по штокам, и по мере опускания штоков гидравлическая жидкость выдавливается из замедлителя и по гидравлическим линиям поступает в соседний замедлитель, преодолевая гидравлическое сопротивление, создаваемое управляющим клапаном. При этом шток второго замедлителя под действием напора затекающей жидкости поднимается вверх и на него тут же накатывается колесо – вызывая повторение процесса поглощения в обратном порядке, т.е. выдавливаемая из второго замедлителя жидкость возвращается (снова преодолевая гидравлическое сопротивление) в полость первого замедлителя. Система управления измеряет время между срабатываниями двух соседних замедлителей, определяет текущую скорость вагона и автоматически задает определенное положение вентиля. Если скорость вагона превышает допустимый предел, дроссельная заслонка переключается в более закрытое положение, увеличивая поглощаемую энергию. Если же вагон движется с безопасной скоростью, то дроссельная заслонка устанавливается в открытое положение, позволяя цистерне двигаться практически беспрепятственно. В аварийной ситуации оператор может остановить вагон, дистанционно закрыв дроссельную заслонку почти полностью.

Таким образом, предлагаемый вагонный замедлитель, грамотно управляя поглощаемой энергией, будет поддерживать скорость движения вагонов по ветке на заданном уровне, не превышающем 5 км/ч, что полностью исключает аварийные ситуации при формировании состава. При необходимости замедлитель может осуществлять полное торможение вагонов. Парное соединение соседних замедлителей позволяет снизить расход гидравлического масла в гидроцилиндрах почти на 50%, значительно упростить конструкцию замедлителя и обеспечить легкий доступ к приводу (дросселю). Новая конструкция позволяет объединить все замедлители в единую сеть и управлять ими дистанционно с пульта оператора.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Н.А. Беляева, М.Н. Шевцов, И.Г. Румановский. Анализ системы предупреждения техногенных инцидентов при транспортировке нефтепродуктов на железнодорожном транспорте // Дальний Восток: Проблемы развития архитектурно-строительного комплекса. – 2022. – № 1. – С. 231-236.

2. Григорьев, В. В. Сортировочные станции: учеб.-метод. Пособие. — Екатеринбург: Изд -во УрГУПС, 2014. — 79 с.
3. Патент на полезную модель №1138013 «Гидравлический поршневой вагонный замедлитель для торможения железнодорожного подвижного состава»/ авт. Гюнтер Мойтерс, Хельмут Бушер, Отто Фойгтлендер, МПК В61 К 7/08, бюл. №4, опубл. 30.01.1985г.
4. Патент на полезную модель №208793 «Вагонный замедлитель» /авт. Калинин Сергей Николаевич, МПКВ61К 7/08, В61К 7/02, бюл. №2, опубл. 13.01.2022.
5. Патент на полезную модель №171002 «Вагонный замедлитель» /авт. Хомутов Алексей Владимирович, Ульянов Михаил Петрович, Чумазин Евгений Федорович, Соболев Николай Николаевич, МПК В61К 7/08, бюл. №14, опубл. 17.05.2017.

## ОХРАНА ТРУДА



## МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРА НА ПЕРЕДВИЖНОМ КОМПЛЕКСЕ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН (ПКИОС) НА СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

*Е.Д. Дехтярев*

*Самарский государственный технический университет*

*г. Самара, Россия*

*e-mail: egor\_dekhtyarev@mail.ru*

В данной работе представлен план мероприятий и действий персонала в случае возникновения возгорания на технологических емкостях, аппаратах и оборудовании. Представлена технологическая схема передвижного комплекса по исследованию и освоению скважин на северо-комсомольском месторождении.

**Ключевые слова:** ТЕХНОСФЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПМЛА, ПОЖАР, ВОЗГОРАНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ОБОРУДОВАНИЕ, ЕМКОСТИ, АППАРАТЫ.

Обеспечение пожарной безопасности является важной частью любого предприятия. Особое внимание требуют объекты добычи, хранения и переработки нефтепродуктов, на которых используются сложные технические решения с применением систем автоматики.

На данных объектах используются вещества, обладающие высокой горючестью и взрывоопасностью. Для того чтобы минимизировать риск образования пожаров и аварийных ситуаций, требуется соблюдение правил проектирования зданий, сооружений и наличие соответствующего газоаналитического оборудования. Должны быть установлены автоматические системы пожаротушения, сигнализации, сети пожарных водопроводов, насосы и станции. Также необходимо ознакомить рабочий персонал с правилами пожарной безопасности.

Для установки, представленной на рисунке 1, был разработан план мероприятий по ликвидации аварий. Создание плана мероприятий по ликвидации аварий позволяет значительно уменьшить негативные последствия чрезвычайных ситуаций и не допустить серьезной техногенной катастрофы. Персонал предприятия должен знать последовательность действий при возникновении внештатной ситуации, а также уметь взаимодействовать с экстренными службами. В результате удастся избежать паники при аварии, сразу организовать слаженную работу различных ведомств, чтобы в минимальные сроки локализовать аварию. Из данного ПМЛА будет рассмотрен пункт с ликвидацией пожара для всех технологических емкостей, аппаратов и оборудования. Список мероприятий по спасению людей и ликвидации аварий и действий технического персонала приведен в таблице 1.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности производятся согласно Федерального Закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22.07.2008 г, ГОСТ 12.1.004-91, Правила противопожарного режима в Российской Федерации №390, ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности; СН и П 21-01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений".

**Мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий и действия технического персонала**

<b>Мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий и действия технического персонала</b>	<b>Лица, ответственные за выполнение мероприятий и исполнители</b>
1. Вызвать пожарную команду. Сообщить начальнику смены промысла.	Первый заметивший
2. Подать сигнал о возгорании на установке с помощью ручного пожарного извещателя	Первый заметивший
3. Сообщить мастеру мобильного комплекса по радиации или мобильной связи.	Первый заметивший
4. Принять меры по эвакуации людей из очага возгорания: удалить за пределы опасной зоны всех работников и все транспортные средства, в том числе АЦН;	Мастер ПКИОС Оператор ТУ
5. Сообщить начальнику смены промысла	Мастер ПКИОС/Оператор ТУ
6. Оповестить согласно схеме оповещения должностных лиц компании	Мастер ПКИОС
7. Сообщить руководителям подразделений организаций, выполняющим одновременные работы на кустовой площадке.	Мастер ПКИОС
8. Остановить эксплуатационный фонд скважин, работающих на установку.	Оператор ЦДНГ
9. Вывести ёмкость, аппарат, оборудование из технологического процесса, перекрыв входные и выходные задвижки. Закрыть входные задвижки на установку.	Оператор ТУ - старший смены/ Оператор ТУ
10. Отключить электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара. Остановить насосы, перекрыть задвижки на всасывающей и нагнетательной	Мастер ПКИОС Оператор ТУ - старший смены Оператор ТУ
11. Принять меры по локализации пожара первичными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны.	Мастер ПКИОС/Оператор ТУ - старший смены/Оператор ТУ
12. Выставить посты или оградить опасную зону предупреждающими знаками	Мастер ПКИОС
13. Организовать встречу и сопровождение пожарной команды до места возникновения пожара.	Мастер ПКИОС
14. Сделать запись в вахтенном журнале	Оператор ТУ - старший смены

Средствами оповещения являются: Телефон, Рация, Пожарный извещатель.

Места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий: Индивидуальные фильтрующие противогазы, аварийный запас шланговых и фильтрующих противогазов, медицинская аптечка, предупреждающие знаки находятся в операторной. Первичные средства пожаротушения и огнетушители находятся на пожарных щитах площадки ПКИОС

Переносной сигнализатор горючих газов СЕАН находится в операторной.

Действия спасательных подразделений, членов ДПД и аварийной бригады: Пожарная команда, прибывшая на место, готовит средства пожаротушения. Ответственные за ликвидацию ЧС производят оцепление объекта, отбор проб газовой среды и совместно с аварийной бригадой нефтепромысла и членами вахты производят работы, согласно мероприятиям по ликвидации аварии.

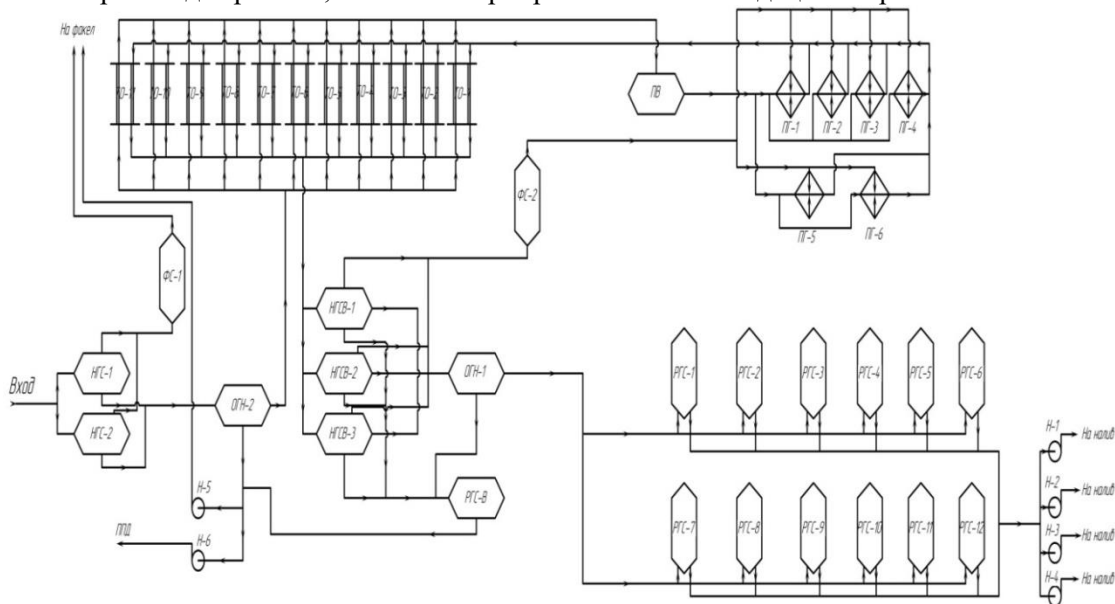


Рисунок 1. Технологическая схема ПКИОС

Таким образом, были разработаны мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий и действий технического персонала в соответствии с действующими ГОСТами, Федеральными Законами и правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности для всех технологических емкостей, аппаратов и оборудования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ (последняя редакция)
2. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность
3. Правила противопожарного режима в Российской Федерации №390
4. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
5. СНиП 21-01-97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений"

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ  
ОБРАЗОВАНИЕ**

УДК 378.6

ОЦЕНКА КАДРОВЫХ РИСКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ*С.Н. Парфенова, О.Ю. Калмыкова, Н.В. Соловова**СамГТУ<sup>1</sup>, Самарский национальный исследовательский университет имени  
академика С.П. Королева<sup>2</sup>**e-mail: [oukalmiykova@mail.ru](mailto:oukalmiykova@mail.ru), [solovova.nata@mail.ru](mailto:solovova.nata@mail.ru)**г. Самара, Россия*IMPROVEMENT OF THE STRATEGY OF PROFESSIONAL DEVELOPMENT  
OF PERSONNEL IN THE OIL AND GAS INDUSTRY*S.N. Parfenova, O. Yu. Kalmykova, N.V. Solovova**SamGTU, Samara National Research University, Samara, Russia**[oukalmiykova@mail.ru](mailto:oukalmiykova@mail.ru), [solovova.nata@mail.ru](mailto:solovova.nata@mail.ru)*

**Аннотация.** В статье представлены результаты анализа, идентификации и оценки кадровых рисков промышленной организации нефтегазовой отрасли. В исследовании применялись эмпирические методы: наблюдение, анкетирование. Обсуждаются рекомендации по профилактике кадровых рисков промышленной организации.

**Annotation.** The article presents the results of the analysis, identification and assessment of personnel risks of an industrial organization in the oil and gas industry. The study used empirical methods: observation, questionnaires. Recommendations for preventing personnel risks in an industrial organization are discussed.

**Ключевые слова:** кадровая политика, кадровый риск, оценка риска, профиль риска, экспертный опрос, паспорт риска.

**Key words:** personnel policy, personnel risk, risk assessment, risk profile, expert survey, risk passport.

**Введение**

В современных социально-экономических условиях ключевыми задачами кадровой политики промышленной организации нефтегазовой отрасли являются:

- оценка и своевременная профилактика кадровых рисков, возникающих в организационной среде предприятия;
- разработка стратегии профилактики кадровых рисков, соответствующей специфике деятельности промышленной организации и целям ее стратегического развития.

Предметом исследования в данном исследовании являются методы кадрового риск-менеджмента промышленной организации. В качестве объекта исследования выступают методы и процедуры оценки и профилактики кадровых рисков промышленной организации.

Для решения вопросов в исследовании поставлены следующие задачи:

- разработка практических рекомендаций, направленных на совершенствование методов идентификации и оценки кадровых рисков промышленной организации;

## ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

– формирование практических и методических рекомендаций по повышению качества образовательной деятельности вузов по подготовке магистров в области управления персоналом и кадрового риск-менеджмента и бакалавров в области нефтегазового дела. Для решения поставленных задач использован метод экспертного опроса. Авторами исследования проведена серия экспертных опросов (2022- 2023 г.). В экспертных опросах в качестве участников выступили линейные и функциональные руководители исследуемой промышленной организации.

### Результаты и обсуждение

С целью оценки и анализа профиля кадровых рисков, характерного для организационной среды промышленной организации нефтегазовой отрасли, авторами статьи был использован метод экспертной оценки. Экспертный опрос проведен среди трех экспертов промышленной организации нефтегазовой отрасли: первый эксперт – линейный руководитель; второй и третий эксперт – функциональные руководители. Проведенный мониторинг внешних и внутренних факторов, влияющих на кадровые риски промышленной организации, позволил идентифицировать кадровый риски и сформировать соответствующий реестр кадровых рисков. Результаты экспертного опроса представлены в таблице 1.

*Таблица 1*

Результаты экспертного опроса персонала промышленной организации

Кадровые риски	Эксперты			Сред.	Оценка значимости	Оценка вероятности	Итого
	1	2	3				
<b>Внешние риски</b>							
Риски ухода персонала в компанию конкурента	25,00	25,00	50,00	33,3	0,3	0,33	0,32
Ситуация на рынке труда	25,00	50,00	50,00	41,67	0,42	0,42	0,42
Несовершенство законодательной базы	25,00	0	0	8,3	0,2	0,08	0,14
Наличие у конкурирующих организаций более привлекательных организационных	50	25	0	25	0,28	0,26	0,27
<b>Внутренние риски</b>							
<b>Планирование и маркетинг персонала:</b>							
Отсутствие выделения должностей, со стороны которых могут исходить наиболее опасные угрозы безопасности	25,00	25,00	50,00	33,33	0,35	0,33	0,34
Неэффективность мероприятий технологии кадрового планирования	50	75	75	66,7	0,64	0,66	0,65
<b>Управление трудовыми отношениями</b>							
Отсутствие разрешения организационных конфликтов процедур	0	25,00	0	8,3	0,25	0,08	0,17
Неблагоприятный морально-психологический климат	50,00	50,00	50,00	50	0,55	0,5	0,53

## ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Неэффективность системы менеджмента	0	25,00	0	8,3	0,25	0,08	0,17	
<b>Управление мотивацией:</b>								
Отсутствие у ценных работников устойчивой мотивации к отказу от предложений о смене работодателя	50,00	25,00	50,00	41,67	0,4	0,42	0,41	
Отсутствие у работников мотивации к внесению инициативных предложений	25,00	50,00	0	25	0,25	0,25	0,38	
Отсутствие у компетентных работников высокого уровня лояльности и приверженности к организации	50,00	25,00	50,00	41,64	0,4	0,42	0,41	
<b>Оценка и аттестация персонала:</b>								
Не совершенность методов аттестации персонала	75,00	50,00	75,00	66,67	0,7	0,67	0,69	
Оценка работника не по результатам деятельности, а по личностным качествам	50,00	50,00	50,00	50	0,6	0,5	0,55	
Не сформированы компетенции и описание поведенческих индикаторов, для более точной оценки персонала	25,00	75,00	50,00	50	0,45	0,5	0,48	
<b>Управление социальным развитием:</b>								
Отсутствие широкого перечня социальных гарантий сокращаемому персоналу	25,00	0,00	0,00	8,3	0,16	0,08	0,12	
<b>Развитие организационной структуры:</b>								
Отсутствие качественной детализации обязанностей среди специалистов по кадровому риск-менеджменту	50,00	50,00	25,00	41,67	0,4	0,42	0,41	
<b>Правовое обеспечение:</b>								
Отсутствие профилактических мер по разрешению трудовых споров	25,00	50,00	25,00	33,33	0,35	0,33	0,34	
<b>Информационное обеспечение:</b>								
Неэффективность коммуникационных каналов в процессе профессиональной деятельности в рамках организационной среды	25,00	50,00	25,00	33,33	0,35	0,33	0,34	

*(Составлено авторами на основе [1, 2, 3])*

Исходя из результатов оценки кадровых рисков, представленных в таблице 1, можно сделать вывод, что угрозы для организации, в меньшей степени представляют риски в подсистемах управления трудовыми отношениями,

несовершенство законодательной базы во внешних рисках и в управлении социальным развитием. Наибольшую опасность представляют риски подсистемы оценки и аттестации персонала, подсистемы планирования и маркетинга персонала, а также, риск подсистемы управления трудовыми отношениями

В процессе управления кадровыми рисками промышленной организации, необходимо совершенствовать методики, применяемые в процессе идентификации, анализа и оценки рисков. Для своевременной профилактики кадровых рисков следует реализовывать стресс-мониторинг для оценки удовлетворенности трудом всех категорий персонала промышленной организации и формировать компетентность линейных и функциональных руководителей в области кадрового риск-менеджмента промышленной организации.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митрофанова, А.Е. Социально-экономическое содержание и структура кадровых рисков в организации / А. Е. Митрофанова // Вестник Московского государственного областного университета. – 2013. – № 2. – С. 52. – EDN QZOTIR.
2. Митрофанова, А. Е. Концепция управления кадровыми рисками в работе с персоналом организации / А. Е. Митрофанова // Компетентность. – 2013. – № 3(104). – С. 40-45. – EDN PZFXQZ.
3. Митрофанова, А. Е. Разработка методики управления кадровыми рисками в системе управления персоналом организации / А. Е. Митрофанова // Интернет-журнал Науковедение. – 2013. – № 1(14). – С. 85. – EDN PZZNRJ.

### BIBLIOGRAPHIC LIST

1. Mitrofanova, A.E. Socio-economic content and structure of personnel risks in an organization / A. E. Mitrofanova // Bulletin of the Moscow State Regional University. – 2013. – No. 2. – P. 52. – EDN QZOTIR.
2. Mitrofanova, A. E. The concept of personnel risk management in working with the organization's personnel / A. E. Mitrofanova // Competence. – 2013. – No. 3(104). – P. 40-45. – EDN PZFXQZ.
3. Mitrofanova, A. E. Development of methods for managing personnel risks in the personnel management system of an organization / A. E. Mitrofanova // Internet journal of Science. – 2013. – No. 1(14). – P. 85. – EDN PZZNRJ.

УДК 303.732.4

## КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

*П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова*

*СамГТУ, Самара, Россия, [tuponosova.ep@mail.ru](mailto:tuponosova.ep@mail.ru)*

Проблема подготовки квалифицированных специалистов всегда была одной из основных задач государственной политики. Вопрос о привлечении рабочих кадров на производство: специалистов по основному профилю, IT специалистов, электриков, механиков, актуален сегодня для большинства компаний. Развитие отраслей, увеличение объемов производства, открытие новых проектов увеличило потребность в специалистах, в том числе в нефтяной отрасли.



Россия на современном этапе развивает свой промышленный уровень, используя производственный потенциал, заложенный в Советском Союзе, используя богатые сырьевые ресурсы и спрос на сырье (нефть и газ). Но для достижения современного уровня и дальнейшего развития необходима модернизация производства, новые технологии, оборудование, современные кадры, чтобы соответствовать новым современным тенденциям.



Рисунок 1 - Курс доллара в России с 1999 по 2021 год

Цена нефти оказывает существенное влияние на доходы в бюджете России. Курс рубля к доллару, представленный на рисунке 1[1], определяет в значительной мере стоимость импортного оборудования, цены на продукты, инфляцию и уровень жизни (рисунок 2). Резкое повышение стоимости валюты произошло в 2015 году, что коррелирует со снижением мировых цен на нефть и введением санкций против России[2, 3].



Рисунок 2 - Инфляция в России с 1999 по 2021 год

Внешние факторы и не поспевающее за ними развитие страны вызывают изменение уровня инфляции в России, которая с 1999 по 2019 год составила 235%.

Общая тенденция по инфляции - понижение, но в отдельные моменты, связанные с внешними факторами, общими мировыми кризисами и т.д. несколько растет. Исторический минимум инфляции в России был зафиксирован в 2017 году и составил 2,52 %.

Существенную роль в развитии Приволжского Федерального округа вносит Самарская область. Основу экономики региона составляют производящие отрасли: добыча и переработка нефти, разработка иных полезных ископаемых, машиностроение, энергетика, металлургия, авиационно-космический комплекс, легкая и пищевая промышленность, сельское хозяйство. Промышленное производство региона поддерживается сервисной сферой: финансы, подготовка кадров, строительство, инфраструктура и т.д.

Распределение основных видов экономической деятельности представлено на рисунке 3 [4].

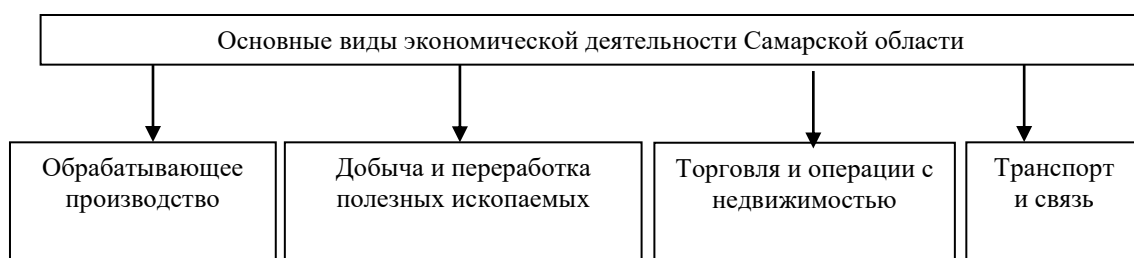


Рисунок 3 - Основные виды экономической деятельности Самарской области

В Самарской области работают предприятия по производству легковых автомобилей, самолетов, авиационных двигателей, подшипников, нефтеперерабатывающие заводы, металлургические заводы, деревообрабатывающие комбинаты и мебельные фабрики, лакокрасочные и химические заводы, завод пластмасс, производители горюче-смазочных материалов, удобрений и т.д. [4].

В 2018 году в Самарской области функционировало около 107 тысяч предприятий. Максимальное количество предприятий было в области в 2016 году, а минимальное – в 2012 году, что связано с замедлением роста мировой экономики и изменением курса рубля на мировом рынке. С 2012 года наблюдается рост числа предприятий, на что повлияла политика импортозамещения в России[5].

В Самарской области в 2018 году работало более 106000 предприятия. Больше всего в области функционирует предприятий по оптовой и розничной торговли (36447 предприятий), строительство - 11906, обрабатывающее производства - 8583 предприятий и т.д.

Для Самарской области нефтяная отрасль также играет существенную роль. Добычей полезных ископаемых в области занималось 322 организации. Это крупные предприятия с мощными материальными фондами и с большим количеством сотрудников различных специальностей.

К факторам, влияющим на нефтяную отрасль можно отнести следующее:

- рыночная инфраструктура;
- внешние факторы;
- цена нефти;
- курс валют;
- инфляция;
- специальное оборудование;
- научно-техническое обеспечение;
- имеющиеся и разведанные запасы нефти;
- развитие технологий;
- спрос на продукцию;
- сбыт продукции;
- наличие кадров, работающих в отрасли;
- уровень подготовки новых специалистов;
- переподготовка существующего персонала;
- государственная политика;
- экономическая политика;
- другие факторы.

Для обеспечения надежного функционирования нефтяной отрасли необходимо обеспечение ее кадрами широкого круга специальностей, владеющих знаниями, навыками, компетенциями для различных направлений. На каждой стадии производства в нефтяной отрасли, используется дорогостоящее специальное оборудование. Обслуживать и работать на этой технике должны как узкоспециализированные специалисты, так и специалисты широкого универсального профиля [6, 7].

Необходимо исследовать связи между предприятиями нефтяной отрасли с подготовкой кадров в Самарской области. С 2016 года Министерство образования и науки РФ разработало масштабный федеральный проект по формированию регионального высшего образования. Самарский государственный технический университет (СамГТУ) с 2016 года по 2020 год работал в статусе опорного университета, защитив программу развития до 2020 года и путем слияния с Самарским государственным архитектурно-строительным университетом [8]. Главная цель создания опорного вуза – это подготовить специалистов для потребности региона. Сегодня СамГТУ – это крупный вуз Самарской области, ведущий подготовку около 17000 студентов. Это крупное учебное заведение, имеющее в своем составе 4 института, 9 факультетов и 1 высшую биологическую школу.

В СамГТУ подготовку кадров для нефтяной отрасли региона осуществляет Институт нефтегазовых технологий (ИНГТ). На дневной форме обучения по программам бакалавриата, специалитета и магистратуры учится около 1300 студентов. Около 220 преподавателей ведут подготовку студентов на 7 кафедрах ИНГТ.

Партнерами института нефтегазовых технологий являются учебные заведения страны и предприятия Самарской области [9]:

- ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский государственный университет»;
- ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный педагогический университет имени И. Н. Ульянова»;
- ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского»;
- ООО «Петровайзер»;
- ООО «БК «Евразия»;
- ООО РН-Бурение;
- ПАО Оренбургнефть;
- ПАО «НК «Роснефть»
- ПАО «АвтоВАЗ»;
- АО «Сызранский НПЗ»;
- АО «Куйбышевский НПЗ»;
- АО «Новокуйбышевский НПЗ»;
- АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»;
- ООО «СамараНИПИнефть»;
- АО «Самаранефтегаз»;
- АО «Гипровостокнефть»;
- ПАО «Самаранефтехимпроект»;
- И др.

При совместной работе вуза с АО «Самаранефтегаз» оборудован корпус, оснащены современные компьютерные классы и закуплено оборудование для практических занятий. Данное сотрудничество помогает студентам лучше подготовиться к будущей работе.

Процесс выстраивания связей предприятий с высшими учебными заведениями - очень долгий процесс. Организации должны налаживать работу по подготовке будущих специалистов начиная со школ, а затем и с вузами, чтобы была непрерывной.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Курс доллара по годам. - Режим доступа: [http://fincan.ru/articles/106\\_kurs-dollar-a-po-godam-tablica/](http://fincan.ru/articles/106_kurs-dollar-a-po-godam-tablica/)
2. Инфляция в России по годам: 1991 – 2022. [Электронный ресурс] : - Режим доступа: <http://global-finances.ru/inflyatsiya-v-rossii-po-godam>
3. Инфляция в России. [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции> .
4. Министерство экономического развития и инвестиций Самарской области. Экономика. Самарская область в цифрах. - Режим доступа: [https://economy.samregion.ru/activity/ekonomika/values\\_so/](https://economy.samregion.ru/activity/ekonomika/values_so/).
5. Промышленное производство в России. 2021: Стат.сб./Росстат. – П 81 М., 2021. – 305 с.
6. Тупоносова Е.П., Голованов П.А. Анализ численности работников нефтяной отрасли // 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. С. 484-486.
7. Тупоносова Е.П., Голованов П.А. Анализ методов построения математических моделей связи высшей школы и производства // Труды всероссийской научной конференции (с международным участием) «Математика и математическое моделирование». Самара, Россия, 10–12 ноября 2021 г.: тезисы докладов. — Самара: Самарама, 2021. С. 40-42.
  8. Самарский государственный технический университет. <https://su.samgtu.ru>.
  9. Самарский государственный технический университет. Институт нефтегазовых технологий. <https://samgtu.ru/ingt/partners>.

*Научное издание*

**Ашировские чтения**

*Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции*

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 19 Мб

---

Федеральное государственное бюджетное  
Образовательное учреждение высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус