



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

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник статей всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

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 Том3 / 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

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТРОСКИХ СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ РН-ГЕОСИМ*К.И. Ларионов, К.В. Авдеева, А.Н. Козлов* 9**ОЦЕНКА И ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РИФЕЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРУБЧЕНО – ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ***Р.И. Степанов* 18

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ*К.В. Парфенов, С.Н. Парфенова* 23**ПРОВЕДЕНИЕ СЕЛЕКТИВНОГО РИР С ПРИМЕНЕНИЕМ МИКРОЦЕМЕНТНЫХ СУСПЕНЗИЙ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ***В.Н. Аверкин* 25**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛА ИЗГИБА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ***Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин* 29**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ***Хассан Факих, Л.В. Ермолаева* 34**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ***Г.О. Шаяхметов, О.А. Нечаева* 39**ВЛИЯНИЕ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА КОМПОНОВКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ***О.В. Кормухин, В.А. Жуков, В.В. Живаева* 41**МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ***Н.В. Дурьманов, П.А. Гаранин* 45**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЛИТОЛОГИИ РАЗРЕЗА НА КАЧЕСТВО СЦЕПЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ***Д.Р. Камаев, В.В. Живаева* 49**АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН***Н.Е. Липатов, В.В. Живаева* 55

ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ <i>Хассан Факих, Л.В. Ермолаева</i>	57
ОБЗОР МЕТОДОВ ФИЛЬТРАЦИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО СИГНАЛА <i>Д.А. Кабаева, К.В. Авдеева</i>	61
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ <i>А.В. Липатов, П.И. Демидова</i>	66
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ В СМЕСИ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ И ЛИГНИТА <i>Е.О. Игнатьева, И.Ю. Аверин</i>	69
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН CRT <i>Б.В. Каргин, С.В. Корнеев, Ю.А. Агеева, П.Н. Букин</i>	73
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ В УСЛОВИЯХ АНПД <i>В.Н. Кучин, И.М. Овчинникова, В.В. Минибаев</i>	79
ВЛИЯНИЕ ДОБАВЛЕНИЯ ГУМАТА КАЛИЯ К СМЕСИ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ <i>Е.О. Игнатьева, А.Е. Кусакина, О.А. Нечаева, В.А. Капитонов</i>	84
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>А.А. Губинский, А.М. Зиновьев</i>	89
ОСОБЕННОСТИ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X <i>В.Ю. Губинская, А.М. Зиновьев</i>	92
АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ <i>А.К. Сонова, А.М. Зиновьев</i>	94
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ: ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ <i>А.Б. Евдокимов, Д.А. Мельникова</i>	96

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ СПОСОБ РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ КОЗЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Е.Ю. Константинов</i>	98
ВВОД ОБЪЕКТА T₁+T₂ ЗАПАДНО-НЮТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ <i>А.А. Королева, А.М. Зиновьев</i>	100
ОПЫТ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА А4 БРЕМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.М. Зиновьев, Г.Т. Иваева</i>	102
ВНЕДРЕНИЕ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ВИШНЕ-ПОЛЯНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>В.Н. Фомин, А.М. Зиновьев</i>	104
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ РЕАГЕНТАМИ КИСЛОТНОГО И КОНВЕРСИОННОГО ТИПА <i>П.А. Уланов, П.В. Склюев</i>	106
ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА НА СКОРОСТЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ С КАРБОНАТНОЙ ПОРОДОЙ <i>Д.О. Рафиков, П.В. Склюев</i>	110
ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА <i>А.Е. Алексеев, П.В. Склюев</i>	114
РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ОБЛАСТЕЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИТОГОВУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРОИЗВОДСТВА СПГ <i>Д.А. Алпатов, Д.А. Мельникова</i>	119
ПРОДУКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ <i>В.А. Вальнин, А.М. Зиновьев</i>	122
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.Д. Алферов, А.М. Зиновьев</i>	123
ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ <i>И.Е. Лысенков, Р.А. Шаяхметов, А.А. Маланченко, К.И. Шарипова</i>	130

ОСНАЩЕНИЕ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>А.Н. Николаев, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков.....</i>	<i>141</i>
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ НА ТРУБАХ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Р.И. Степанов.....</i>	<i>144</i>
ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ	
МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНОМ ПАРКЕ	
<i>Д.А. Романов, Д.А. Мельникова.....</i>	<i>151</i>
МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ	
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ	
<i>К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин.....</i>	<i>156</i>
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ	
<i>Н.В. Дурьманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов.....</i>	<i>158</i>
ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИСТЕРН ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АКТИВНЫХ ВАГОННЫХ ЗАМЕДЛИТЕЛЕЙ-ТОЛКАТЕЛЕЙ	
<i>Д.А. Волощук, И.Д. Ибатуллин.....</i>	<i>165</i>
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ	
СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И УЧЕТА НА УСТЬЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ	
<i>Е.А. Иванов, Н.А. Сизова, Д.А. Мельникова.....</i>	<i>168</i>
БАЗА ДАННЫХ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОДБОРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ	
<i>Н.А. Осмаков, С.А. Ельков, С.В. Сусарев, Н.А. Сизова.....</i>	<i>172</i>
РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БЛОКА ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА	
<i>Н.А. Сизова, М.С. Чемаев.....</i>	<i>176</i>
РАСУ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>Н.А. Сизова, И.Е. Марусин, А.Е. Марусин.....</i>	<i>181</i>

РАСУ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ <i>Н.А. Сизова, И.Е. Марусин, А.Е. Марусин</i>	187
ОЦЕНКА ЗАВИСИМОСТИ ПОГРЕШНОСТИ МЕТОДА ЭЙЛЕРА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТА ЗВЕНЬЕВ 2-ГО ПОРЯДКА ОТ ШАГА ИНТЕГРИРОВАНИЯ <i>А.Н. Волхонский, Е.Е. Волхонская</i>	194
ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА НА УСТАНОВКЕ ДОБЫЧИ И ПЕРЕГОНКЕ НЕФТИ <i>К.С. Ерохина, А.Н. Волхонский</i>	197
РАСЧЕТ ВРЕМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕРМОПАР РАЗЛИЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА <i>Т.М. Ганиев, А.Н. Волхонский</i>	201
РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ ПОДЪЕМНОЙ ПЛАТФОРМЫ <i>С.Р. Тухфатуллина, А.Н. Волхонский</i>	203
РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ОТКАЧКИ ЛИВНЕВЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ <i>Т.М. Ганиев, А.Н. Волхонский</i>	206
РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ <i>В.О. Брылёв, А.Н. Волхонский</i>	209
ВЫБОР ТСА ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ <i>В.О. Брылёв, Е.Е. Волхонская</i>	211
ЭКОНОМИКА ТЭК	
ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ В УПРАВЛЕНИИ ПРЕДПРИЯТИЕМ <i>Т.А. Цветкова</i>	216

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ
ОБЕСПЕЧЕНИИ PH-ГЕОСИМ

К.И. Ларионов, К.В. Авдеева, А.Н. Козлов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

syuraeva94@mail.ru

Аннотация: в данной статье рассматриваются основные модули для построения кубов коллекторских свойств. При построении кубов использованы модули петрофизического и фациального моделирования с применением метода крикинга, также используется модуль простого насыщения модели. После построения всех кубов была произведена проверка корректности построения.

Ключевые слова: коллекторские свойства, фациальное моделирование, петрофизическое моделирование, крикинг, куб литологии, куб пористости

Введение. В настоящее время геологическое 3D моделирование является неотъемлемой частью при разработке месторождений жидких углеводородов. Программные обеспечения для геологического моделирования позволяют более наглядно рассмотреть условия формирования, структуру залежей, литологию моделируемой области, расположение и типы пустот. Важным этапом при построении 3D модели является моделирование коллекторских свойств.

Коллектор – это горная порода, пронизанная пустотами различного происхождения, способная вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Коллекторские свойства горных пород изменяются в очень широких пределах и зависят от их минерального состава и структурно-текстурных особенностей. Основные параметры, характеризующие качество пород-коллекторов – это пористость, трещиноватость, плотность, проницаемость, насыщенность пустот флюидами, смачиваемость и структура порового пространства. [1]

В зависимости от типа коллектора возникают различные проблемы при моделировании. Например, карбонатные коллектора обладают сложной системой пор из-за вторичных изменений. А в терригенных породах преобладает гранулярная пористость. Различные пустоты влияют на фильтрационно-емкостные свойства. Не правильное определение типа пустот может сказаться на дальнейшем гидродинамическом моделировании и подсчёте запасов. Что приведет к неправильной оценке продуктивности природного резервуара.

Целью данной работы является расчёт и построение 3D моделей коллекторских свойств по тестовым данным. Расчет моделей осуществляется на основе ранее построенных моделей [2].

Перед началом построения кубов необходимо выполнить осреднение скважинных данных на сетку Grid. Эта процедура называется «Перемасштабировать каротажи». Для того чтобы выполнить данную операцию, необходимо создать глобальный каротажи, используя каротажи пористости и литологии. При построении модели учитываются вертикальные и наклонные скважины, что позволяет получить более точные результаты. На рисунке 1 представлены перемасштабированный

каротаж литологии. Расчёт перемасштабирования заключается в том, чтобы заполнить ячейки сетки осреднёнными значениями каротажа в конкретной ячейке. На данном этапе заполняются только те ячейки, через которые проходит траектория скважины.

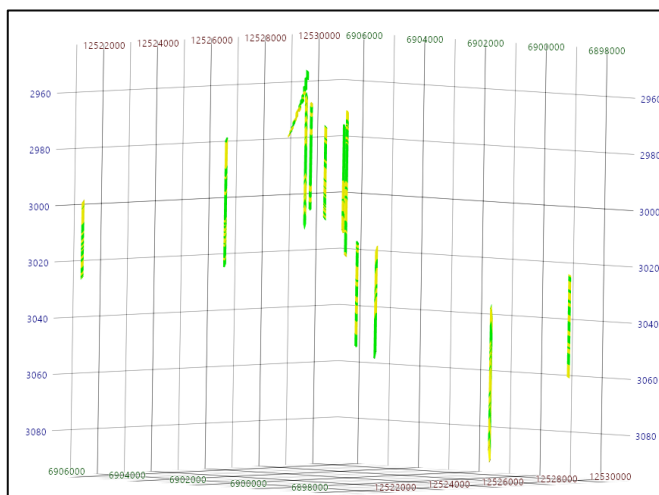


Рисунок 1. Перемасштабирование каротажа литологии

Следующим шагом является построение куба литологии. Для этого необходимо активировать операция фациальное моделирование, которая позволяет производить интерполяцию скважинных данных различными стохастическими и детерминированными методами. Главной возможностью и преимуществом данной функции является моделирование для каждой фации из входного куба. Также к преимуществам относятся и различные методы построения. Данный куб был построен с помощью индикаторного крикинга. Индикаторный кригинг разделяет моделируемую область на дискретные значения, в данном случае на категории пород «0» - глины, «1» - песчаники. Алгоритм индикаторного крикинга схож с алгоритмом простого крикинга, но обладает возможностью задать ожидаемое среднее значение, иными словами, предельную вероятность для каждой интерполируемой фации. Если вектор значений предельных вероятностей не задан, он оценивается автоматически путем определения соотношения фаций из входного куба и осредненных на сетку значений. Для большей осмысленности при построении кубы литологии использовались трендовые карты коллектора и неколлектора. [3]

Результатом данной операции является дискретный куб литологии, который показывает места залегания коллектора и неколлектора (рис.2). На рисунке 2 видно, что в модели присутствуют области коллекторов, несвязанные со скважинами или расположенные за пределами залежи выше ВНК. Для более точной геометризации залежи куб литологии необходимо скорректировать.

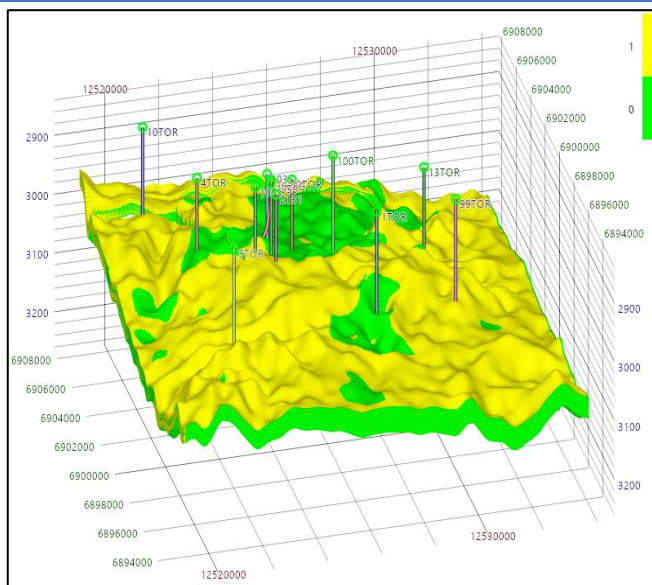


Рисунок 2. Куб литологии

Для отображения тектоники и дальнейшего моделирования с учетом разрывных нарушений был построен куб Fault Blocks (рис.3). Данный куб выделяет в геометрии блоки согласно указанным разломам. Чтобы построить куб Fault Blocks необходимо выбрать в контекстном меню сетки «Создание куба fault blocks» или в дереве операций выбрать вкладку «Моделирование» и поле «Создание куба fault blocks». Полученный куб помогает в геометризации залежи. [3]

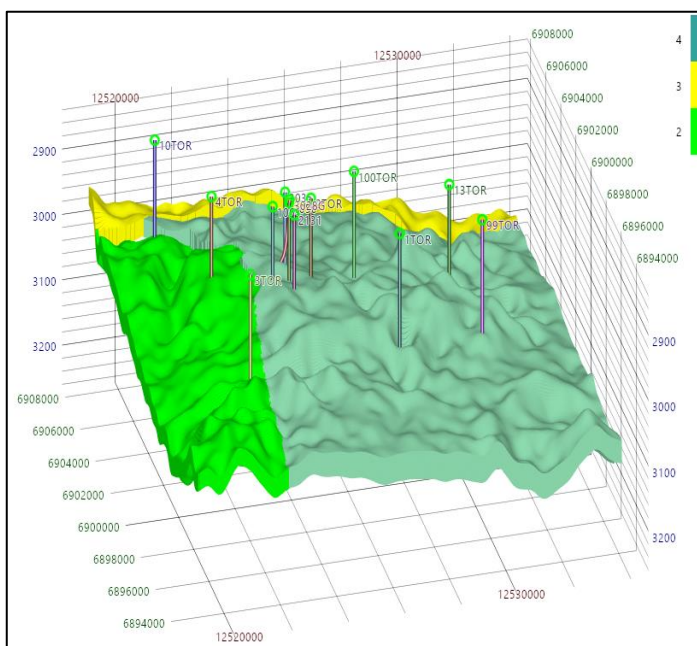


Рисунок 3. Куб Fault Blocks

Для построения куба пористости необходимо воспользоваться петрофизическим моделированием. Данный модуль позволяет производить моделирование по областям определением своих параметров для каждой зоны, например, параметров вариограммы, а также быстро переключаться между областями. Этот модуль обладает такими же преимуществами что и фациальное моделирование. Как и для куба литологии при построении кубы пористости использовалась трендовая карта пористости. Данный куб показывает наличие и расположение пустот в пределах пласта. На рисунке 4 можно наблюдать полученный куб пористости.

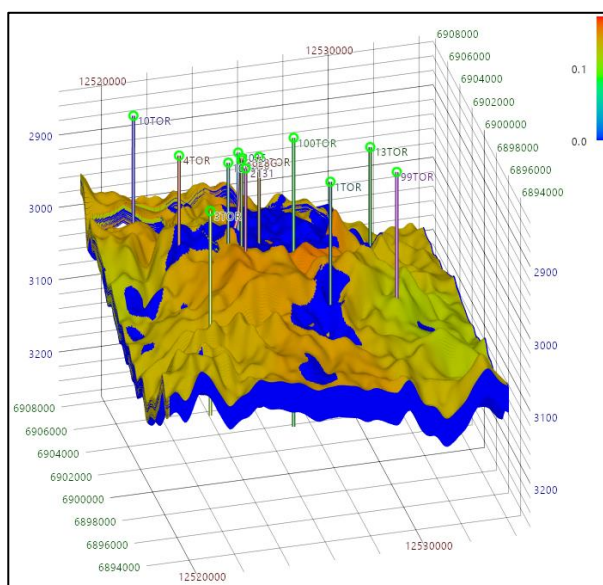


Рисунок 4. Куб пористости

Следующим этапом моделирования – это построение куба высот над поверхностью ВНК (рис.5). Данный Куб позволяет отобразить расположение залежи над ВНК. Для того, чтобы построить куб необходимо открыть модуль построение куба EQLNUM и указать сетку, для которой будет производиться расчет.

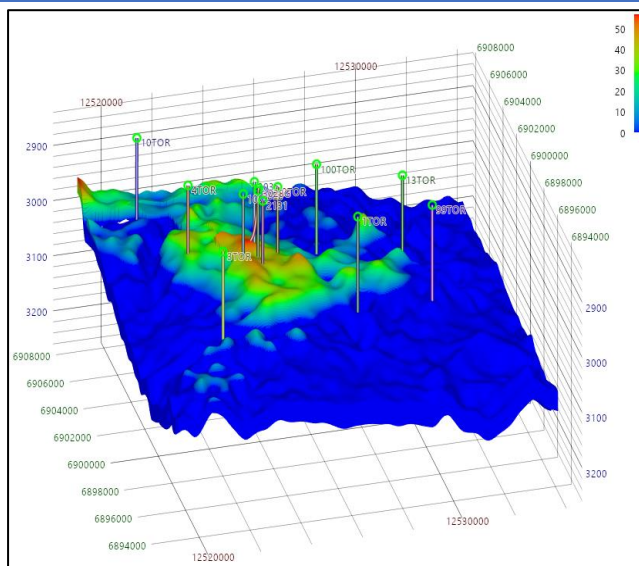


Рисунок 5. Куб высот над поверхностью ВНК

Ранее в статье говорилось, что необходимо скорректировать куб литологии. Для этого была создана зона, которая исключает коллектор в той области, где отсутствуют залежи нефти. При помощи модуля «Построение куба EQLNUM» была создана область отсутствия залежей. После создания куба для редактирования при помощи калькулятора кубов было произведена коррекция куба литологии. На рисунке б можно наблюдать визуализацию зоны коррекции.

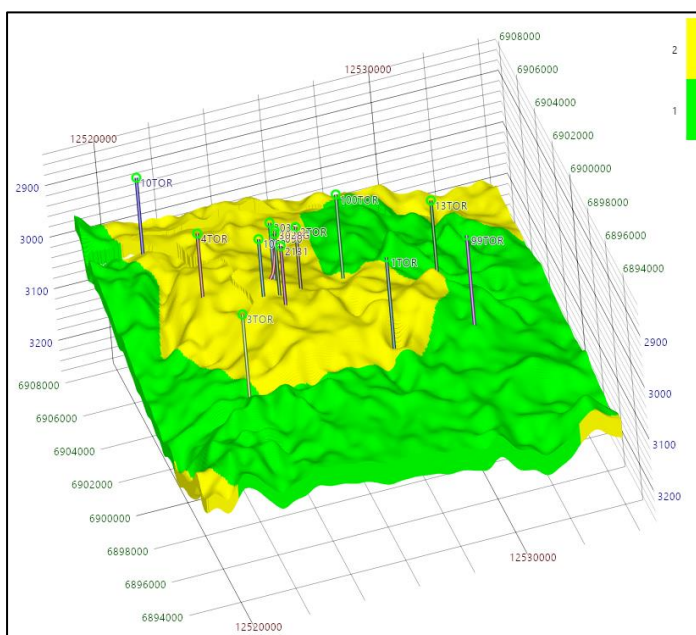


Рисунок 6. Визуализация куба по зоне редактирования

Одним из последних этапов моделирование является куб насыщения (рис.8). Строится он при помощи специальных формул, которые вводятся в калькулятор кубов (рис.7). Так как на северном блоке не производилось бурение следовательно принято решение сделать залежь тектонически экранированную. Если переходить Полученная залежь занимает самые высокие отметки моделируемой области. Данный куб показывает взаиморасположение нефти и воды в пределах всего пласта.

```

куб насыщения модели = IF ( OWC > 0 , 4 , 2 )
куб насыщения модели = IF ( Blocks == 3 , 2 , куб насыщения
модели )
куб насыщения модели = IF ( Water == 1 , 2 , куб насыщения
модели )
    
```

Рисунок 7. Формулы для моделирования куба насыщения в калькуляторе кубов

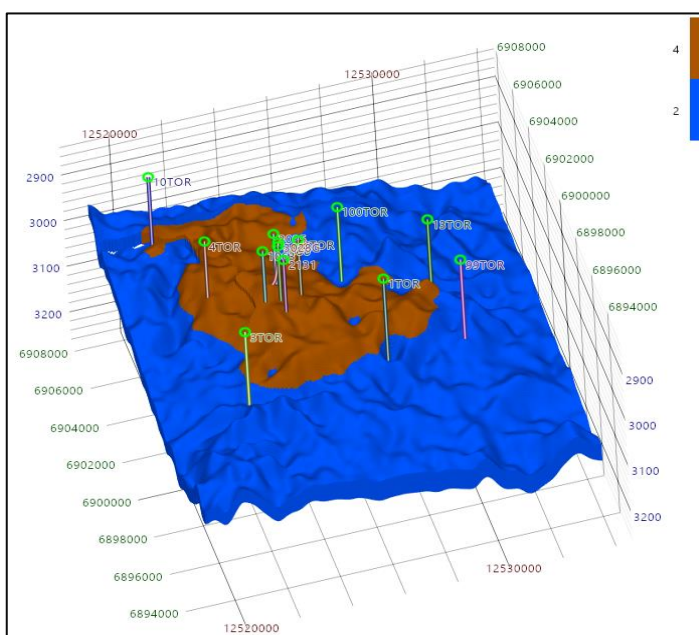


Рисунок 8. Куб насыщения

Заключительным этапом моделирования является построение куба нефтенасыщённости (рис.10). Для создания этого куба необходимо ремасштабировать каротаж SW, другими словами, перенести каротаж нефтенасыщённости на сетку GRID с помощью простого насыщения модели. Насыщается модель при помощи метода трёхмерной аппроксимации квадратичной функции. Но при насыщении не производилось обнуление в зоне неколлекторов,

поэтому в калькуляторе кубов производится обнуление. Так как куб насыщения дискретный то для обнуления потребуется указать код насыщения воды, то есть 2. На рисунке 9 представлена формула для расчета нефтенасыщенности. Полученный куб показывает полный объём и форму залежи. Данная залежь представлена в виде куполов.

нефтенасыщенность=IF(куб насыщения модели==2 , 0 , SWtrend)

Рисунок 9. Калькулятор кубов

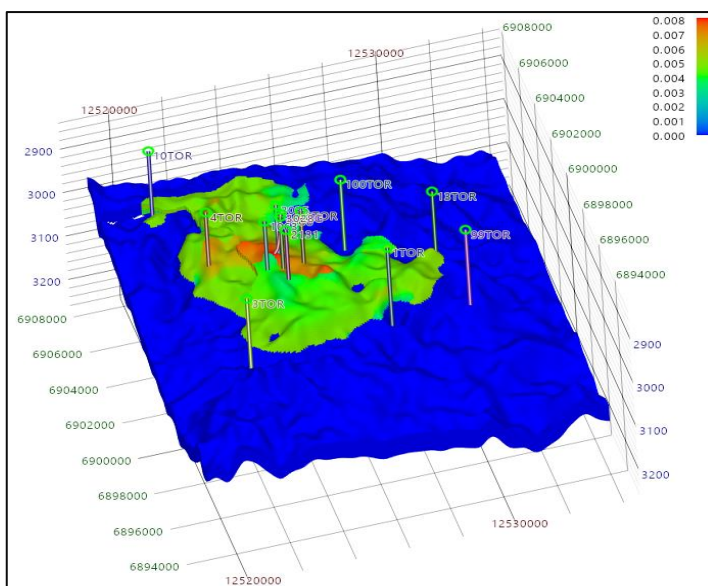


Рисунок 10. Куб нефтенасыщенности

Для контроля корректности построения кубов использовалось сравнение гистограмм и геологостатистических разрезов. Пример сопоставления гистограмм приведен на рисунке 11 и 12. Данные гистограммы показывают процентное соотношение перемасштабированного каротажа литологии с кубом литологии и перемасштабированного каротажа пористости с кубом пористости. На рисунке 13 показан разрез по кубу литологии и по перемасштабированному каротажу литологии, которые показывает правильность заполнения ячеек сетки.

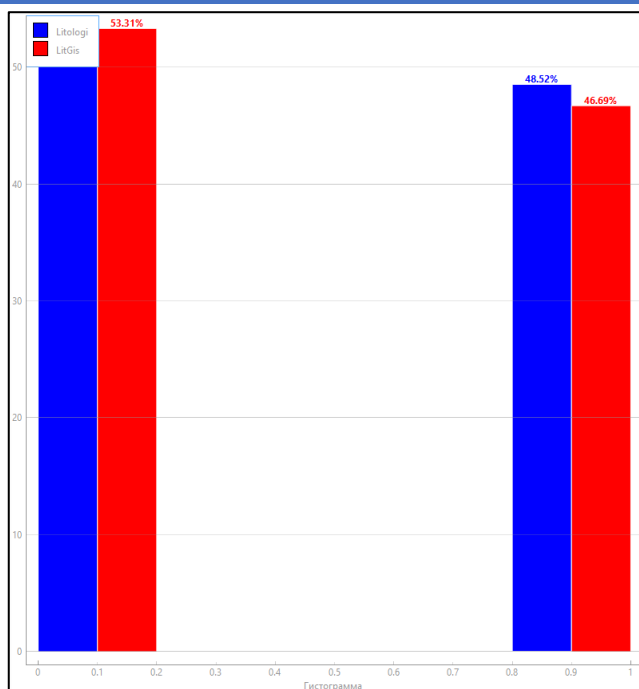


Рисунок 11. Сопоставление гистограмм по кубу литологии, красным цветом показан каротаж, синим цветом куб.

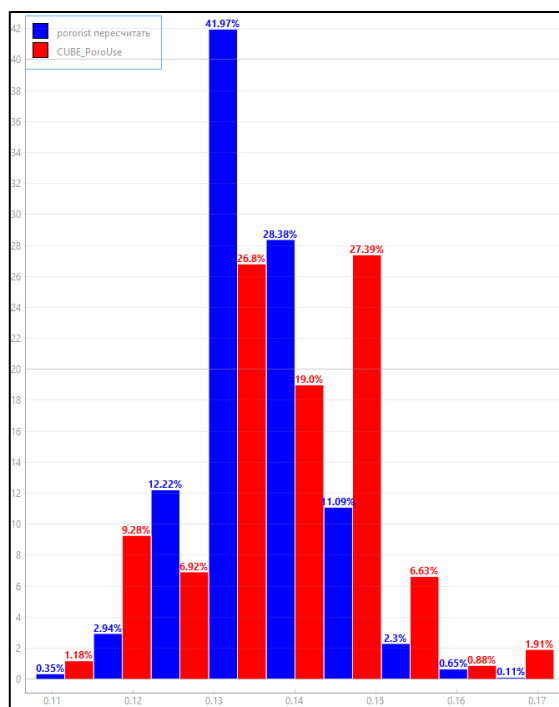


Рисунок 12. Сопоставление гистограмм по кубу пористости, красным цветом показан каротаж, синим цветом куб.

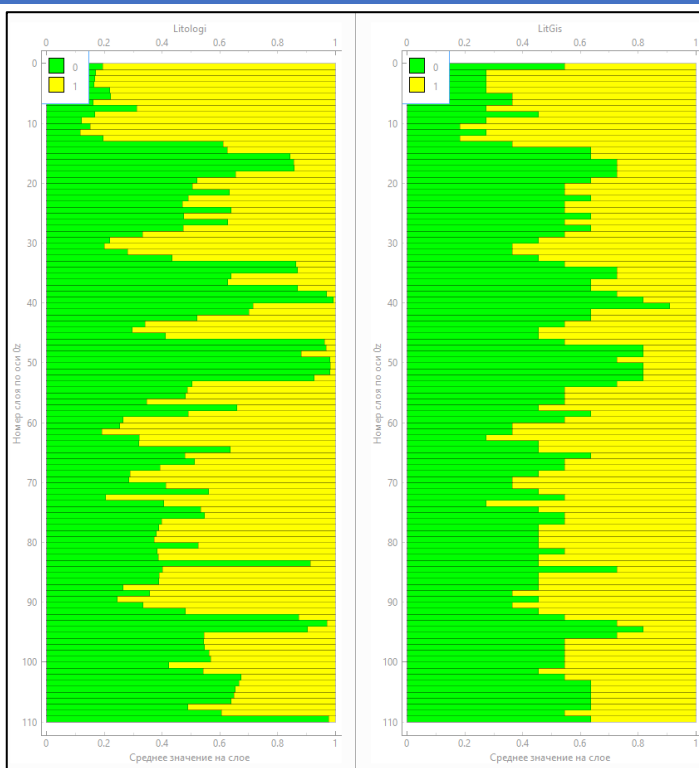


Рисунок 13. Геологостатистический разрез по кубу литологии. Левый разрез по кубу литологии, правый разрез по премасштабированному каротажу литологии.

Выводы. По тестовым данным произведено моделирование коллекторских свойств, а именно куба литологии, куба пористости и куба нефтенасыщенности. С использованием кубов литологии, типа насыщения и куба секторов произведена геометризация залежи. Произведена оценка корректности построений, выявлены особенности алгоритмов, влияющие на моделирование коллекторских свойств. Полученная модель соответствует требованиям «Временного регламента оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей» [4].

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев В.И. Конспект лекций по курсу петрография пород коллекторов нефти и газа Санкт-Петербург. – 2010.
2. Ларионов К.И. Построение структурного каркаса с учетом тектонических нарушений в РН-ГЕОСИМ/ Ларионов К.И. Сюраева К.В.// Самарская областная научная конференция: тезисы докладов. – 2023. Том 1. С. 16 – 17.
3. Практикум по геологическому моделированию в программном комплексе «РН-ГЕОСИМ»: справочник / К. Е. Закревский [и др.]. – Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2021. – 94 с.
4. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС

**ОЦЕНКА И ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
РИФЕЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРУБЧЕНО – ТОХОМСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.И. Степанов

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа. Кафедра
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.*

ПФ «Востокгазгеофизика» ООО «Газпром Недра».

Россия, г. Красноярск

E – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru

Аннотация: Выделение зон микронеоднородностей это одна из основных задач, при работе со сложнопостроенным резервуаром. Одним из основных элементов при работе со сложнопостроенным коллектором, является оценка его пустотного пространства. Пустотное пространство, а особенно в карбонатных коллекторах, позволяет вести достоверную характеристику фильтрационно – емкостных свойств, а также выделять те зоны коллектора, которые играют основную роль в формировании продуктивных зон. Уделению данным вопросам и будет посвящена эта работа.

Ключевые слова: коллектор, кавернозность, рифей, Юрубчено – Тохомское месторождение, пустотное пространство.

Введение

Актуальность Обусловлена необходимостью оценки и выделения типов преобладающих в коллекторе пустотных пространств, с целью обнаружения тех составляющих элементов, которые участвуют и играют основную роль, в формировании высокопродуктивных зон и коллекторских свойств.

Цель: Рассмотреть особенности выделения типов пустотного пространства, на примере рифейских отложений Юрубчено – Тохомского месторождения.

Объекты: Юрубчено – Тохомское месторождение, рифейский карбонатный коллектор.

Юрубчено – Тохомское месторождение одно из крупнейших месторождений расположенное в Восточной Сибири, в пределах Лено – Тунгусской нефтегазоносной провинции Красноярского края[2]. Месторождение по своему геологическому строению является уникальным. Уникальность ему придает особенности залежей, а также его преобладающий тип коллектора. Все дело в том, что природный резервуар обладает сложным строением, который включает в себя трещины, каверны, полости выщелачивания, а также микро и макротрещины, также пустотное пространство. Модель рифейского коллектора, обладает многокомпонентным литологическим составом и сложной структурой пустотного пространства. Основным породообразующим минералам коллектора является доломит, кварц и глинистые минералы. Эффективную емкостью коллектора составляют гидродинамически сообщающиеся системы трещин и приуроченные к ним полости выщелачивания, которые достигают от 1,5 – 2 % от объема горной

породы[4]. Емкостные свойства коллектора обусловлены в основном микротрещиноватостью, а фильтрационные трещиноватостью. Отсюда мы можем сказать, что породы рифея относятся к кавернозно – трещиноватому типу коллектора. Кавернозность карбонатного коллектора, связана в основном с кавернами, которые развиты вдоль поверхности субвертикальных трещин. Проницаемость же обеспечивается в основном макротрещинами, которые являются в основном дополнительным емкостным пространством. Модель строения рифейского коллектора Юрубчено – Тохомского месторождения приводится на рисунке 1.

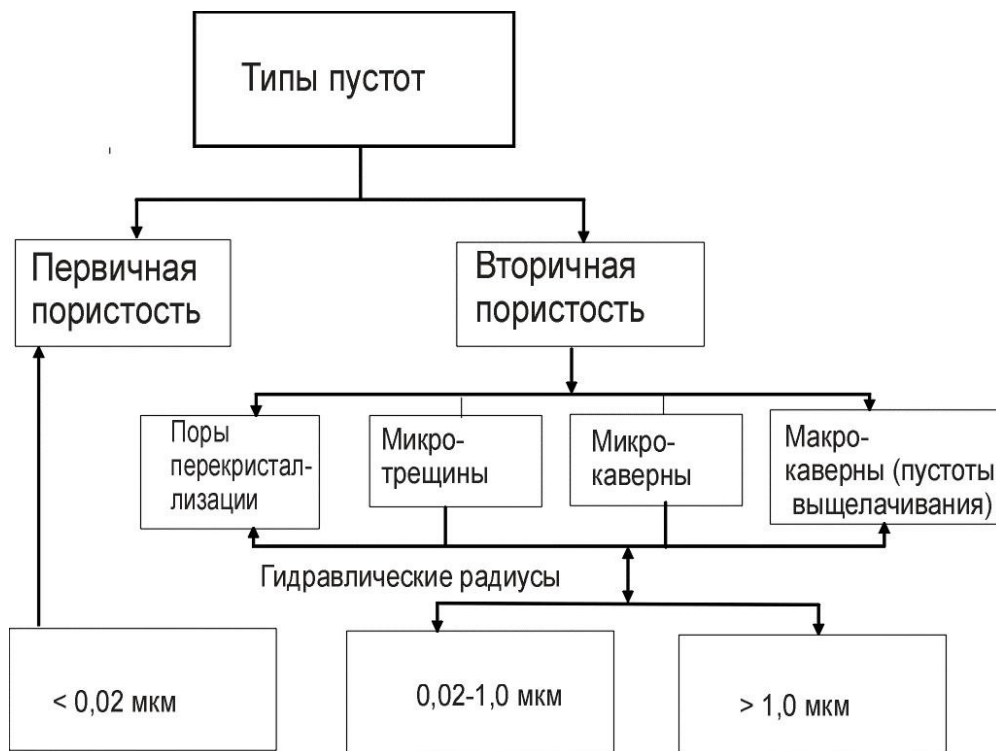


Рисунок – 1 модель рифейского продуктивного резервуара ЮТМ

Описание строения пустотного пространства

В пределах Юрубчено – Тохомского месторождения на основании разного рода исследований горных пород, а именно методы исследования кернового материала, материалы обработки и интерпретации ГИС, а также материалы микросканеров скважин, выделяются различные типа пустот в продуктивном резервуаре[1]:

Первичная пористость пород она очень утеряна в настоящем времени. Она представлена в основном микропустотами, с гидравлическими радиусами менее величины равной 0,02 мкм, которые заполнены прочносвязанной пленочной водой. При проведении фильтрационных процессов. Составляет неэффективную матричную емкость пород;

Пустоты, поры перекристаллизации, к таковым мы можем отнести микро и макротрещины, с примерной величиной эквивалентного радиуса от 0,02 до 0,2 мкм. Пустоты данного типа заполнены неподвижной остаточной водой пластовой и тем самым они не принимают никакой роли в изучении фильтрации в породе, и тем самым составляют неэффективную емкость в породе

Пустоты, поры перекристаллизации микро и макротрещины, а также полости выщелачивания, с примерной величиной эквивалентного радиуса от 0,2 мкм до 30 – 50 мкм, не видимые невооруженным глазом. Пустоты в своем составе содержат тот флюид, который соответствует общему уровню характера насыщения залежи. Составляют эффективное пустотное пространство;

Микрокаверны, микротрещины, пустоты выщелачивания, по трещинам раскрытостью и общей величины от 50 – 100 мкм, единичные микрокаверны, от 50 мкм и до 1 – 3 см, выходящие на поверхность керна и наблюдаемые невооруженных глазом. Пустоты содержат тот флюид, который соответствует общему характеру насыщения в залежи. Входит в эффективное пустотное пространство[5];

Интервалы выщелачивания, микрокаверны, примерной величиной до 3 – 8 см в керне, представляют значительное локальное сосредоточение микро и макрокаверн в скважине, как правило они открытые или заполненные терригенной составляющей. Содержат тот ил иной флюид, который соответствует общей характеристикой уровня насыщения в залежи. Частично определяет фильтрационные характеристики горных пород;

Макротрещины раскрытостью от 100 и более, включая пустоты выщелачивания, по ним оценивается межблоковая пустотность. Именно эти пустоты делят на массив, вынесенный по ним керн раскалывается. Густота трещин может быть оценена по материалам этих наблюдений.

Описанные методы оценивают типы пустотности, которые как участвуют в эффективной емкости породы, так и не участвуют в неэффективной емкости породы. В основном же для оценки применяются как ртутная порометрия, капилляриметрия, исследования растровым электронным микроскопом РЭМ, насыщением люминофором по методам К.И. Багринцевой, а также определяют составляющие части пустотности, не оценивая при этом истинную пустотность, в геологическом разрезе. Также к таковым методикам мы можем отнести данные промыслово – геофизических исследований скважин, а именно методы сканирования, микросканеры. Пример морфологии пустотного пространства приводится на рисунке 2.

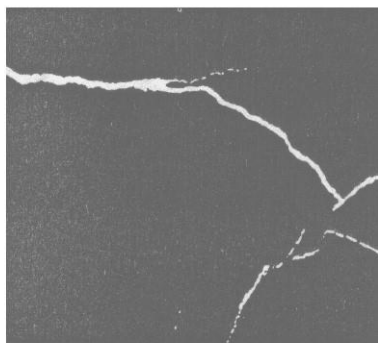
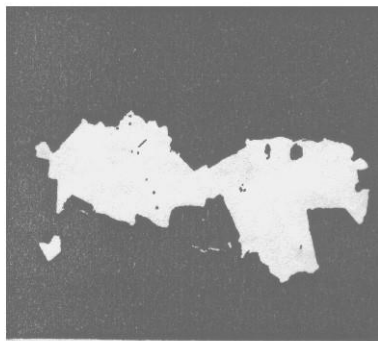


Рисунок – 2 морфология пустотного пространства

Заключение

В ходе написания данной работы автор охарактеризовал пустотное пространство рифейского продуктивного резервуара Юрубчено – Тохомского месторождения. Были описаны и кратко продемонстрированы типы пустотного пространства, которые участвуют в формировании полезной емкости коллектора рифея, а также в создании высокопродуктивных зон в рифейском карбонатном коллекторе Юрубчено – Тохомского месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 – Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. К.И. Багринцева. – М. «Недра». 1982, с. 256
- 2 – Иванов В.А. В.Г. Храмова Д.О. Диляров. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. Издательство. «Недра». Москва 1974. с. 98
- 3 – Киркинская В.Н. Е.М. Смахов. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л. «Недра». 1981, – с. 255
- 4 – Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. «Наука» 1997, – с. 397
- 5 – Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. Рац М.В. Чернышев С.Н. Изд – во «Недра» 1970. с. 164

**БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН**

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ
ОСНОВЕ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ***К.В. Парфенов, С.Н. Парфенова**Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия**email: kparfenov@mail.ru, parfenova.samgtu@yandex.ru*

Данная статья рассматривает перспективы применения растворов на углеводородной основе при заканчивании скважин на месторождениях Самарской области. Исследование основано на анализе современных технологий и опыте применения углеводородных растворов в нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: Растворы на углеводородной основе, ингибирующие буровые растворы, устойчивость ствола скважины, глинистые породы, рецептура буровых растворов.

В условиях постоянного развития нефтегазовой отрасли важно постоянное совершенствование технологий заканчивания скважин. Эта статья посвящена исследованию перспектив применения растворов на углеводородной основе в процессе завершения скважин на месторождениях Самарской области.

Нестабильность горных пород обусловлена как напряженно-деформированным состоянием около стенок скважины, так и химическим взаимодействием бурового раствора и его фильтрата с окружающими горными породами. Для Нижнего Поволжья в интервалах глубин (2500 – 5500) м характерно залегание аргиллитов [1].

Один из методов обеспечения устойчивости стенок скважины заключается в использовании ингибирующих буровых растворов. Ингибирующий эффект достигается формированием малопроницаемых фильтрационных корок на поверхности глинистой стенки скважины. Эти корки функционируют как барьер, предотвращающий проникновение водной фазы бурового раствора и его фильтрата в глинистые образования. Таким образом, использование ингибирующих буровых растворов способствует защите глин от воздействия жидкости, поддерживая стабильность стенок скважины. [2].

Замедление или предотвращение деформационных процессов в пространстве около ствола скважин в легкогидратирующих, набухающих и размокающих глинистых породах, называется ингибирующей способностью бурового раствора.

Под глинистыми породами подразумеваются не только чистые глины, но и разнообразные глинистые образования, такие как сланцы, аргиллиты, а также породы с глинистым цементом, вроде глинистого песчаника, мергеля, алевролита и прочих [3]. Высокая ингибирующая способность связана с наличием фильтрата, максимально инертного по отношению к глинистым породам. Таким образом, основной целью является создание условий, при которых воздействие промывочной жидкости на глинистые формации минимизируется, обеспечивая устойчивость ствола скважины.

Несмотря на то, что на рынке буровых услуг по промывке скважин представлен широкий ассортимент систем буровых растворов и реагентной базы, вопрос разработки новых технологий актуален и своевременен. Современные тенденции диктуют свои требования к выбору промывочной жидкости. Они должны обладать повышенными ингибирующими свойствами. Например, высокоингибирующие системы буровых растворов (HPWBM), промывочные жидкости тройного ингибирования, растворы на углеводородной основе и многие другие решения позволяющие сокращать проблемы проводки скважин в осложненных условиях [4].

Аналитический обзор научно-технической литературы в области применения РУО на месторождениях Самарской области [5-7] показал их эффективность и перспективность применения.

Однако при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с использованием ингибирующих буровых растворов всё равно существуют определенные трудности и проблемы. Причины проблем заключаются в необходимости классификации глинистых пород по характеру разрушения, в связи с различием их свойств и поведения при взаимодействии с буровым раствором, а также контроль над процессами набухания, диспергирования.

Корректный подбор компонентов в составе буровых растворов, определяющих их ингибирующие характеристики, способствует снижению возможных рисков, связанных с устойчивостью ствола скважины. На данный момент ведется активная работа по данному направлению. Научно-исследовательская работа была разделена на несколько этапов, для комплексного решения проблемы было принято решение разработать механизм подбора рецептуры для бурения глинистых интервалов, с последующей разработкой рецептуры бурового раствора [8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Игнатъева, Е.О., Капитонов В.А., Нечаева О.А. Влияние полярных и неполярных жидкостей на прочность искусственных образцов аргиллита // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 1, № 1(14). – С. 149-155.
2. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz.RU. – 2018. – № 1. – С. 80–86.
3. Кузьмин В.Н. Предотвращение гидратации и обвала глин // Экспозиция нефть газ. – 2020. – № 1. – С. 20–23.
4. Нечаева, О. А., Парфенов К.В. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 49-52.
5. Капитонов, В. А., Игнатъева Е.О., Ахмед М.А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.
6. Капитонов, В. А., Игнатъева Е.О., Ахмед М.А. Подбор ингибирующей основы для проходки интервалов, сложенных аргиллитами на месторождениях Самарской области // Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1, № 1(12). – С. 226-229.
7. Капитонов, В. А., Федосенко О.В., Юрченко В.В. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.

8. 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.

ПРОВЕДЕНИЕ СЕЛЕКТИВНОГО РИР С ПРИМЕНЕНИЕМ МИКРОЦЕМЕНТНЫХ СУСПЕНЗИЙ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В.Н. Аверкин

*СамГТУ, ст. преподаватель кафедры БНГС,
e-mail: Averkinv@yandex.ru*

Аннотация

В данной статье предлагается решение проблемы по оптимизации добычи - остаточных запасов нефти из скважин с высокой обводненностью, на поздних стадиях разработки месторождений, на примере месторождений в Западной Сибири. Основной вопрос, рассматриваемый автором, заключается в проведении РИР с использованием суспензий на основе микроцемента. Предлагается исследовать и применять новые технологии, направленные на увеличение эффективности добычи нефти на старом фонде скважин.

Ключевые слова: микроцемент, РИР, селективная изоляция, скважина, приток, пласта, ГИС, проведение работ, нефти, приемистости, профиля притока, запасов.

Большинство месторождений эксплуатируемых на территории российской федерации в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки. В данной статье мы будем рассматривать пример по месторождению, расположенному в Западной Сибири.

Часто на них встречаются скважины, на которых обводненность добываемой продукции уже составляет 95–97 %. В таких случаях актуален вопрос более полного вовлечения остаточных запасов нефти из коллекторов с наиболее низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее по тексту - ФЕС), которые в процессе их эксплуатации снизили свою продуктивность по причине преобладания притока дебита жидкости с участка коллектора с наиболее лучшими ФЕС. Чаще всего данные изменения работы пласта преобладают в коллекторах с высокой проницаемостью и с большим монолитным коллектором (Рис. 1).

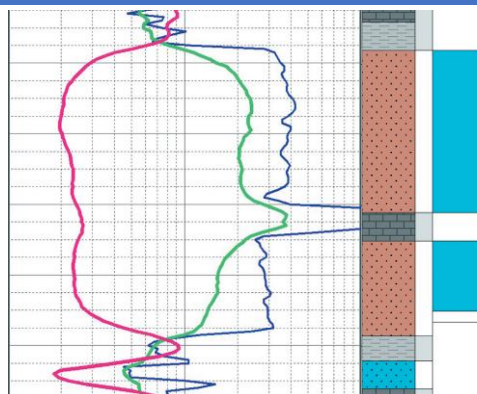


Рис 1. Пример по ГИС

Технология разработки таких месторождений предусматривает систему поддержания пластового давления (ППД) и стремится обеспечить 100% компенсацию по отбору жидкости, за счёт закачки и поддержания величины Рпл. на уровне первоначального.

В процессе закачки по внутрискважинному пространству происходит перераспределение фронта закачиваемых вод в зависимости от проницаемости пласта.

Геологическими службами, на основе моделирования месторождения, выбираются участки с наличием остаточных запасов флюида, где обводненность продукции скважин не соответствует величине их остаточных запасов. Дополнительно для определения целесообразности проведения работ по их вовлечению в работу проводится комплекс геофизических исследований на скважине (далее по тексту – ГИС): определение целостности и технического состояния эксплуатационной колонны, определение профиля притока, а также источников обводнения, и определение профиля приемистости. На основе интерпретации полученных результатов определяется неработающий интервал пласта.

Согласно рассматриваемого примера, профиль притока из кровельной части пласта всего 5 %, а основной приток составляет 40 % и находится в центральной его части. При проведении ГИС по определению профиля приемистости основной интервал охлаждения приходится на середину пласта.

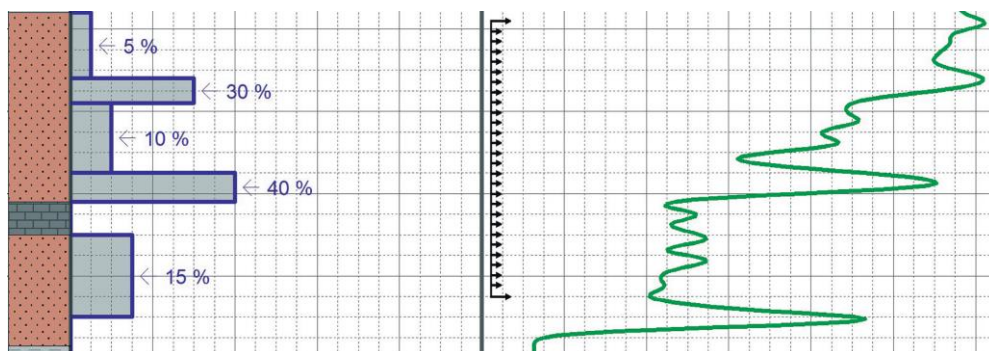


Рис. 2. Интерпретация данных по ГИС (под закачкой)

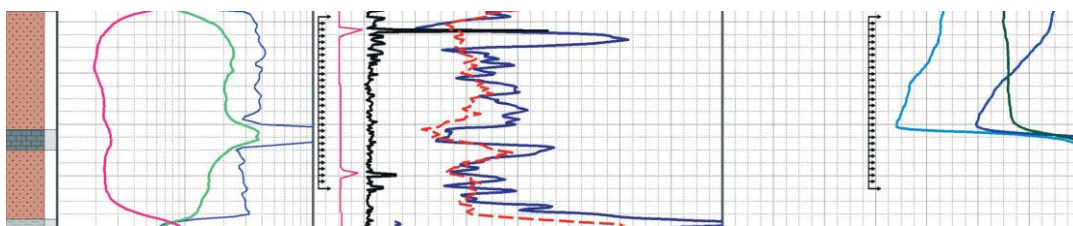


Рис. 3. Интерпретация данных по ГИС (со снижением уровня)

Для проведения ремонтно-изоляционных работ (далее по тексту – РИР) по изоляции монолитных коллекторов в наклонно-направленных скважинах наиболее эффективной считается технология проведения селективных РИР с применением микроцементных составов.

Применение микроцементов является неотъемлемой частью работ и позволит избежать недостатков обычного тампонажного раствора при закачках в проницаемые интервалы пласта, связанные с фильтрацией твердой фазы и малой глубиной проникновения из-за крупных размеров частиц цемента – от 40 до 60 микрон. Размеры частиц микроцемента варьируются в диапазоне от 2 до 15 микрон.

Также следует отметить, что суспензия микроцемента в углеводородной основе образует тампонажный раствор, только при непосредственном его контакте с частицами воды.

Основные преимущества таких составов:

- высокая проникающая способность,
- селективность,
- повышенная прочность камня,
- высокий процент образования камня,
- широкий температурный интервал применения,
- простота приготовления,
- быстрое схватывание,
- стабильность.

Как показывает практика, в случае проведения РИР при «низкой» (или недостаточной) проницаемости положительный результат при применении тампонажного раствора на основе обычного цемента существенно снижается, т.к. он состоит из более крупных частиц (по сравнению с микроцементом), которые не могут проникнуть (по своим физическим свойствам - размеру частиц) в поры коллектора.

В случае затворения микроцемента на водной основе происходит быстрое загустевание и значительное уменьшение срока схватывания раствора. Для увеличения времени начала срока схватывания необходимо в жидкость затворения добавлять присадки-замедлители или использовать безводную жидкость (дизтопливо, нефть и т.п.). В методе затворения раствора на нефти последняя служит безопасным средством транспортировки микроцемента до объекта, и при контакте с водой частички цемента твердеют, при этом в нефтенасыщенных интервалах

реакции не происходит. Следовательно, микроцементные составы на нефтяной основе обладают высокой селективной способностью в обводненных интервалах продуктивного коллектора при РИР.

Данная технология по проведению селективного РИР с применением микроцементов успешно опробована на действующем фонде скважин в Западной Сибири и состоит из следующих этапов:

– подбор скважин геологическими службами заказчика или эксплуатирующей организации (нефтегазодобывающего управления- НГДУ, цеха добычи и т.д.) в т.ч.:

- а) оценка текущего насыщения скважины и её окружения;
- б) оценка профиля притока;
- в) источников обводнения;
- г) определение профиля приемистости;
- д) проведение других видов ГИС (при необходимости);
- е) комплексный анализ целесообразности проведения РИР по указанной выше

технологии

- подготовка плана-работ и согласование его со службами исполнителя работ
- нормализация забоя;
- замер приемистости для точного определения объема цемента и основы для приготовления суспензии;
- РИР и работы по закачке смеси в интервал продуктивного пласта;
- проверка гидродинамической связи с пластом;
- проведение перестрела низкопродуктивных интервалов или дострела;
- запуск скважины в работу;
- проведение сравнительного анализа показателей дебита и обводненности до и после проведения селективного РИР.

Приготовление микроцементной суспензии для РИР рекомендуется производить на скважине, с использованием смесительной установки с осреднительной емкостью.

Использование микроцементных составов на нефтяной основе при проведении селективных РИР позволит качественно и эффективно ограничить приток (дебит) жидкости из наиболее обводненного интервала продуктивного пласта, подключить в разработку целики с нефтью из менее работающих его интервалов, что в конечном итоге обеспечит увеличение нефтеотдачи пласта и прирост дебита нефти. Данная технология существенно повысит коэффициент извлечения нефти и обеспечит качественную и эффективную разработку месторождения и снижению остаточных неизвлеченных запасов нефти.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛА ИЗГИБА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ***Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: durymanov.nik@mail.ru*

В ходе данного исследования проведен детальный расчет угла изгиба бурильной колонны с учетом заданной продолжительности службы. Путем анализа полученных результатов был выявлен критический угол, при достижении которого происходит деформация труб. Этот параметр приобретает важное значение, так как его превышение может привести к возникновению аварийных ситуаций в процессе бурения.

Ключевые слова: бурильная колонна, расчет угла изгиба бурильной колонны, метод конечных элементов, бурильные трубы.

Метод конечных элементов (МКЭ) заключается в разбиении объекта на множество элементов, каждый из которых представляет собой небольшой сегмент с заранее заданными граничными условиями. После разделения объекта на такие элементы и установки граничных условий, электронная вычислительная машина (ЭВМ) проводит расчеты, позволяя определить, как распределяются напряжения и деформации внутри объекта. Этот метод предоставляет детальную информацию о напряженном состоянии объекта, включая значения напряжений, уровень деформаций и ориентацию главных напряжений. При проведении математического моделирования основное внимание уделяется анализу соотношения уровней напряжений в индивидуальных компонентах замковых соединений при воздействии различных нагрузок. Для оценки степени потенциального повреждения особое внимание уделяется выявлению концентрации максимальных напряжений в системе, что может свидетельствовать о возможной угрозе для ее работоспособности [1].

Форма замковых соединений бурильных труб может различаться в зависимости от требований конкретной системы. В настоящее время наиболее распространены конические резьбы, такие как American Petroleum Institute (API) и ГОСТ 633-80 "Резьбы конические цилиндрические. Допуски и контроль", которые обладают высокой прочностью и способны выдерживать значительные нагрузки. Материалы, используемые для создания резьбовых соединений бурильных труб, должны обладать выдающейся прочностью и устойчивостью к коррозии, чтобы обеспечить длительный срок службы всей системы. Поэтому наиболее распространенными выборами являются сплавы, основанные на углероде и хrome, такие как 40X, 40XH, 38XMЮА и аналогичные [2].

В качестве объекта исследования был выбран замок типа ЗН.

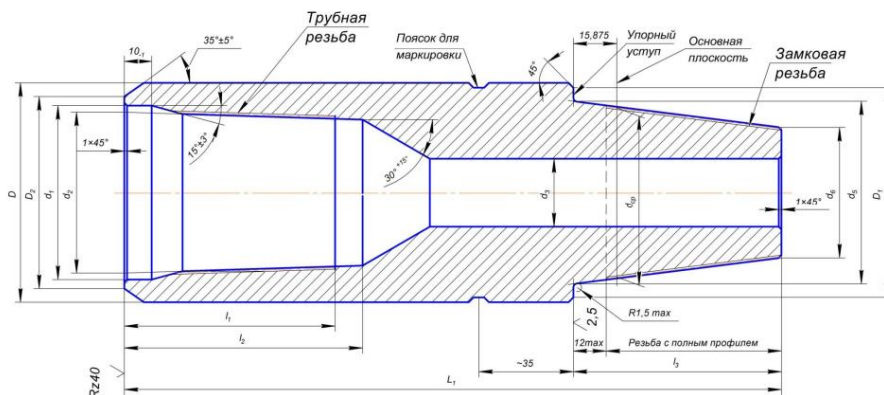


Рисунок 1 - Чертёж ниппеля замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

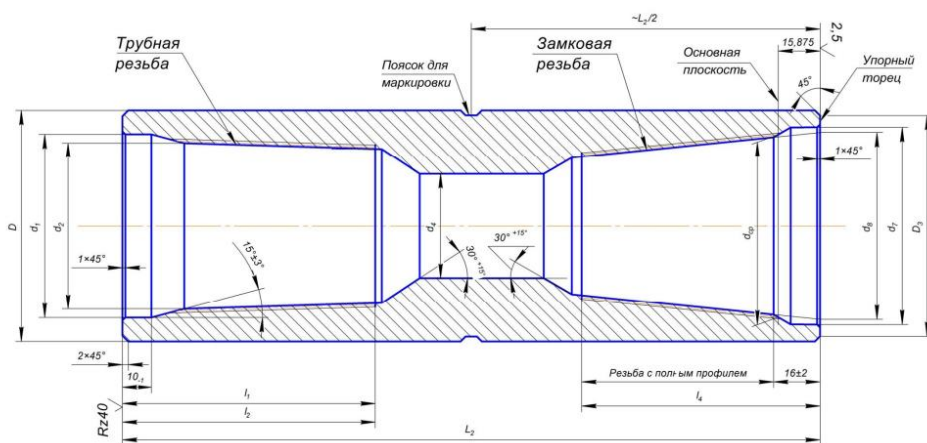


Рисунок 2 - Чертёж муфты замков типов ЗН, ЗШ и ЗУ

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 [3].

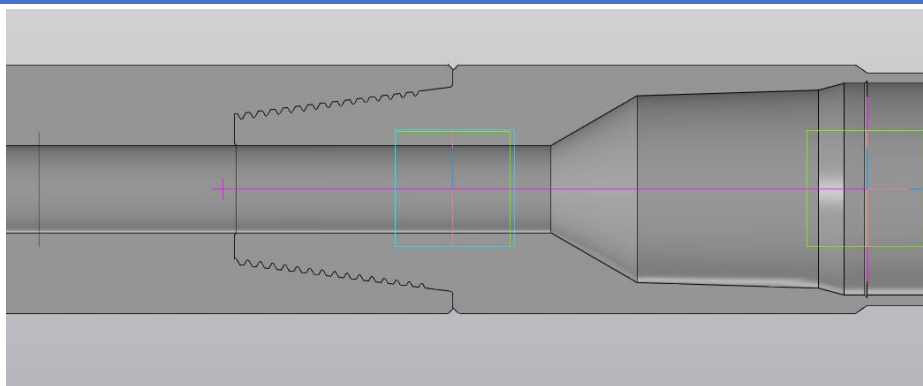


Рисунок 3 - Замковое соединение типа ЗН в разрезе

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

Таблица 1 – Прочностные характеристики стали

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

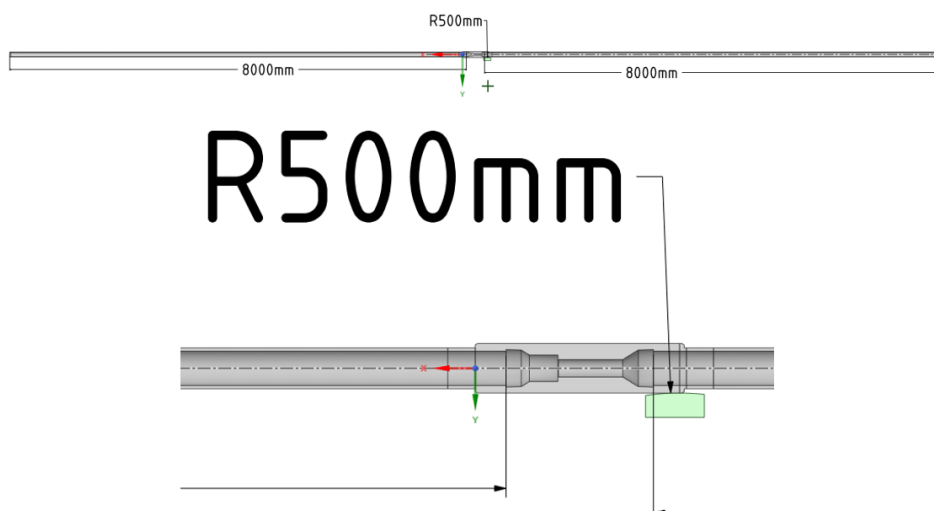


Рисунок 4 - Геометрические характеристики и форма изучаемого объекта

После завершения процесса моделирования и выбора материала, была разработана сетка, разделяющая модель на отдельные элементы. Формирование

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

данной сетки привело к образованию 776 270 узлов и 209 448 элементов. На рисунке 5 представлена конечно-элементная сетка.

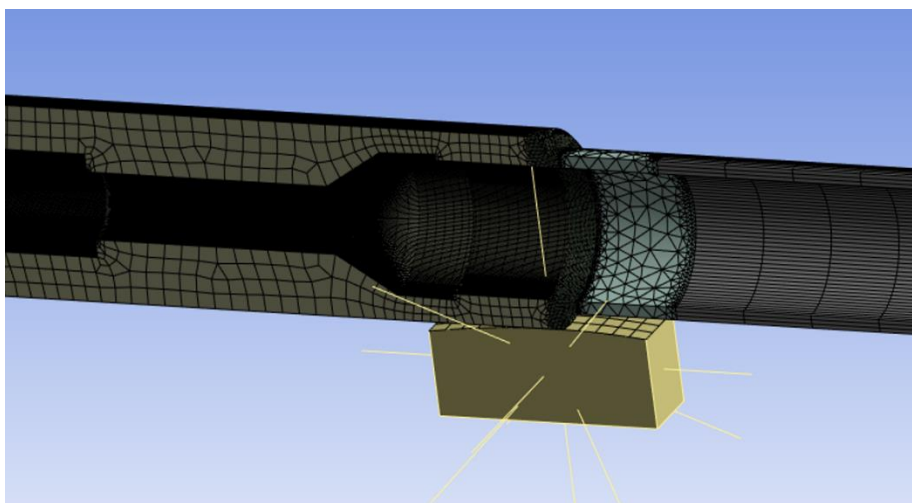


Рисунок 5 - Конечно-элементная сетка

Предполагаемый срок службы составляет 450 часов, что в пересчете на циклы равно 3,25 миллионам симметричных циклов изгиба. Согласно кривой усталости (см. рисунок 4), примерная амплитуда напряжений оценивается в 680 МПа.

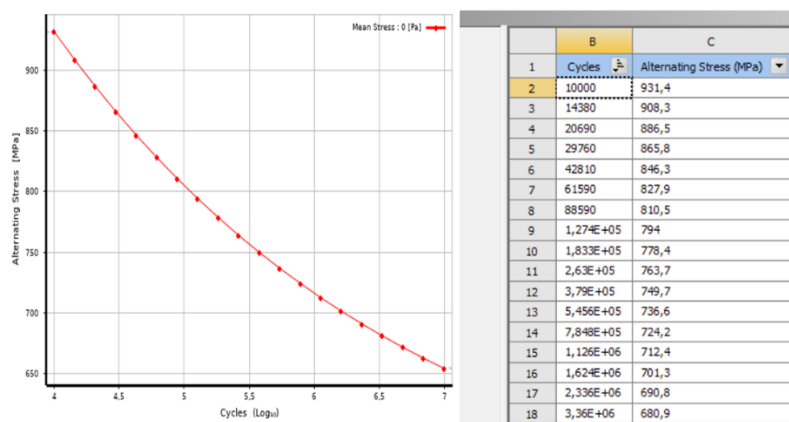


Рисунок 6 - Характеристика усталости конструкции

Определяем смещение радиусного сегмента, при котором достигается оптимальное значение полусуммы 1-го и 3-го главных напряжений. На рисунке 5 представлены визуализации напряжений для данного момента, что позволяет визуально оценить распределение напряжений и выделить области, где они могут достигать критических значений.

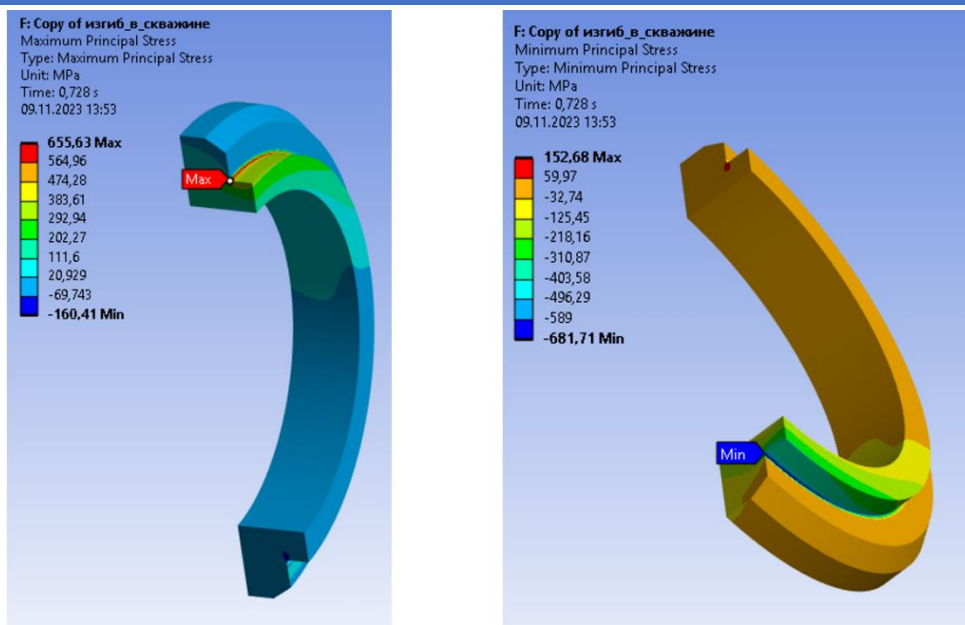


Рисунок 7 – Главные напряжения

На рисунке 8 представлено деформированное состояние трубы, при котором возникают напряжения, указанные на рисунке 7, и угол изгиба колонны. Превышение данного угла изгиба может привести к деформации металла, что создает потенциальный риск возникновения аварийной ситуации.

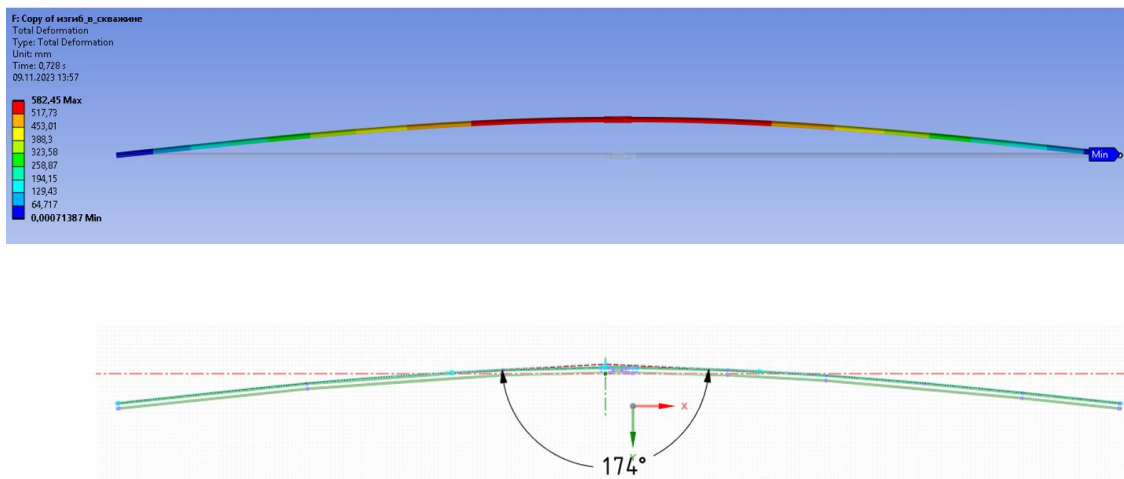


Рисунок 7 – Деформированное состояние буровой колонны и критический угол изгиба

В рамках данной статьи был представлен краткий обзор метода конечных элементов, используемого для анализа напряженного состояния в буровых замках. Была создана модель бурового замка, и в ходе исследования был определен критический угол, при котором возможна поломка оборудования. Эти результаты

играют важную роль в повышении надежности бурильных колонн, а также способствуют более глубокому пониманию условий и факторов, влияющих на безопасность и эффективность бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. 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.
3. Дурыманов Н.В., Гаранин П.А., Анализ напряженного состояния замкового соединения бурильных труб с применением метода конечных элементов// Ашировские чтения. - 2023. - №1(15). - С. 30-37.
4. ГОСТ 27834-95 Замки приварные для бурильных труб. Технические условия: дата введения 08.04.1996. – Минск: Стандартинформ, 2008. – 18 с.
5. ГОСТ 23786-79 Трубы бурильные из алюминиевых сплавов. Технические условия: дата введения 17.08.1979. – Москва: Издательство стандартов, 1990. – 22 с.

УДК 622.245.428

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Хассан Факих, Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

email: Hassan_fakih_33@hotmail.com

Рассмотрены особенности оценки качества цементирования скважин с применением акустической аппаратуры. Основное внимание уделено оценке качества сцепления цемента с обсадной колонной и породой. Акустический контроль качества цементирования (АКЦ) проводится в каждой скважине после спуска и цементирования обсадной колонны. Для этой цели разработаны соответствующие типы акустической аппаратуры, методики обработки и интерпретации результатов измерений в обсаженном стволе скважины.

Ключевые слова: ультразвук, цементный камень, температура, давление, цементный раствор, акустический сигнал.

На всех нефтегазовых месторождениях в процессе строительства скважин предусматривается спуск и цементирование одной или нескольких обсадных колонн, которые должны обеспечивать надежную герметичность пространства между обсадной колонной и горной породой. Для этой цели в зависимости от геолого-

технических условий и конструкции скважины используются различные марки тампонажных цементных смесей. Физические свойства цементного камня после затвердевания изменяются в широких пределах, так как зависят от марки используемого цемента, различных добавок в составе смеси, от времени и термобарических условий в скважине и др. Поэтому на момент исследования скважины физические свойства цементного камня неизвестны.[2]

Выбор скважинного прибора или сборки приборов (модулей) определяется совместимостью методов ГИС, ИТСС и ПГИ при их одновременной реализации. Очерёдность измерений, выполняемых несколькими приборами или их сборками, зависит от конкретных скважинных условий и задач, решаемых в необсаженных и обсаженных скважинах, и определяется самостоятельно для каждой технологии исследований. Тестирование цифрового каротажного регистратора, вспомогательного оборудования каротажной лаборатории, скважинных приборов и их сборок проводят с помощью программ-тестов. Последовательность действий при проведении спускоподъёмных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъём приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъёма, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов. Спуск приборов производят под действием привода лебёдки каротажного подъёмника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 8000 м/ч. Спуск сборок ведут со скоростью не более 5000 м/ч. Регулирование скорости спуска осуществляют тормозом барабана лебёдки или программно, если работы выполняют с использованием каротажного подъёмника с гидро- или электроприводом. При спуске не допускается резкое торможение барабана лебёдки во избежание соскакивания с него витков кабеля. Не рекомендуется проводить спуск при выключенном двигателе подъёмника. Движение приборов на спуске контролируют по натяжению кабеля, датчику натяжения и по изменению на экране монитора значений величин, измеряемых приборами. Допускается выполнять во время спуска операции контроля режимов работы скважинных приборов, проводить контрольные записи против опорных горизонтов и т.п. При затруднённом спуске скважинных приборов, обусловленном вязкой промывочной жидкостью, наличием в скважине сальников и уступов, допускается увеличение массы приборов за счёт закрепляемых снизу специальных грузов. При наличии в скважине уступов целесообразно увеличение длины груза. За 50 м до забоя скважины скорость спуска приборов необходимо уменьшить до 350 м/ч и задействовать привод лебёдки. Перепуск кабеля в скважину не должен превышать 2–5 м. Во избежание прихвата прибора или залипания геофизического кабеля стоянка приборов на забое не должна превышать 5 минут. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и пользователем. Длительность технологических остановок приборов для проведения исследований (например, для отбора проб пластовых флюидов или образцов пород) устанавливают соглашением между геофизическим предприятием и пользователем. Длительная стоянка может предусматривать требование «расхаживания» кабеля в пределах нескольких метров.

Подъем приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъема приборов уменьшают до 250 м/ч. Подъем приборов и их сборок за пределами исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 6000 м/ч. Во время подъема приборов ведут непрерывный контроль за натяжением кабеля.[1]

Акустические колебания, зарегистрированные приемником, оцифровываются и сохраняются в виде акустических волновых картин, которые несут информацию о времени прихода и амплитуде каждой волны.

Методики акустического контроля и оценки качества цементирования основаны прежде всего на различии скорости прохождения продольных волн в каждой области среды.[2]

Акустический импульс давления, создаваемый излучателем, воздействует на обсадную колонну, затем на цементный камень и породу. При этом в обсадной колонне, цементном камне и в породе создаются преломленные упругие продольные волны, которые распространяются вдоль стенки скважины со скоростью V_c (в колонне), $V_{сст}$ (в цементном камне) и V_f (в породе). Таким образом, в обсаженном стволе распространение продольных акустических волн происходит в четырехслойной среде, ограниченной цилиндрическими поверхностями обсадной колонны, цементного камня и самой скважины (жидкости).[2]

Основной задачей ультразвукового, неразрушающего метода испытания тампонажных цементов является, в первую очередь, получение данных о степени развития прочности при сжатии во времени, т. е. о динамике набора прочности цементным образцом в условиях, имитирующих температуры и давления в скважине. И как указывалось ранее, «звуковая прочность», определяемая Ультразвуковым анализатором, является расчетной величиной, тогда как «прочность при сжатии» состаренных в аналогичных условиях цементных образцов измеряется непосредственно при их разрушении под воздействием механической нагрузки. Поэтому эти две величины, определенные в одинаковых условиях, но разными методами, не обязательно должны совпадать по абсолютному значению. Тем не менее представляется интересным сопоставить данные по прочности цемента при сжатии, полученные на Ультразвуковом анализаторе цемента и определенные путем разрушения на гидравлическом прессе предварительно выдержанных в автоклаве в аналогичных условиях образцов цементного камня.[3]

В сдвоенном ультразвуковом анализаторе цемента (кат. №120-51), выпускаемом компанией OFI Testing Equipment, Inc., реализована уникальная технология анализа формы волны и частот акустического сигнала, что обеспечивает более точное определение времени прохождения сигнала и, как следствие, получение более точных данных(рис. 1).



Рис. 1: Сдвоенный Ультразвуковой анализатор цемента (кат. №120-51)

Прибор имеет ряд существенных отличий от других приборов. Так, компактный дизайн уменьшает габариты этой модели почти до размеров одноячеечного Ультразвукового анализатора цемента. Однако этот прибор позволяет одновременно тестировать два образца, а для обеспечения полной портативности он может использоваться с небольшим переносным компьютером. Более низкое максимальное рабочее давление (до 5000 PSI (34,5 МПа)) обеспечивает экономичность прибора. Максимальная рабочая температура — до 400°F (204,4°C).[3]

Для испытаний на данном приборе MODEL 120-51 TWIN CELL UCA был приготовлен цементный раствор на основе цемента класса G без добавок.

Условия старения образцов в автоклаве OFITE и ячейке-автоклаве ультразвукового анализатора цемента (UCA) OFITE были идентичны:

- температуры — 60°C, 80°C
- давления — 50, 500, 2000 PSI ,
- длительность одного испытания — 24 часа.

В лабораторных условиях на основе цемента класса G были изготовлены 2 цилиндрических образцов диаметром 63 мм и высотой 58 мм, на базе которых проводились измерения их давления в зависимости от времени затвердевания и изменения внешних условий. На рисунке 2,3 представлены графики проведенных экспериментов.

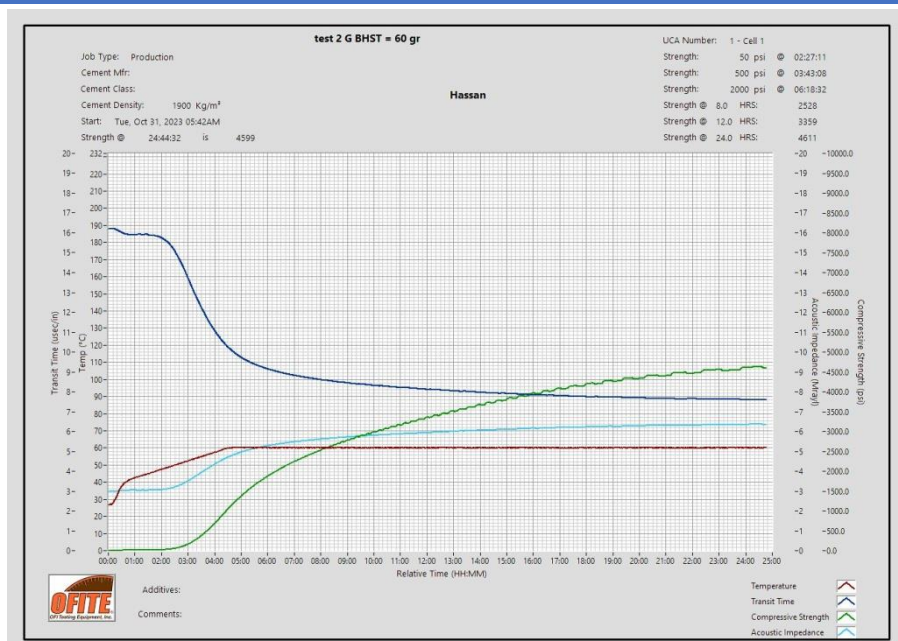


Рис.2: Результат проведенного эксперимента при температуре 60 градусов

Из приведенных результатах видно, что даже в течение длительного времени (24 часа) наблюдается значительное изменение прочности на сжатие и время прохождения акустических волн в цементном камне при температурах 60 и 80 градусов.

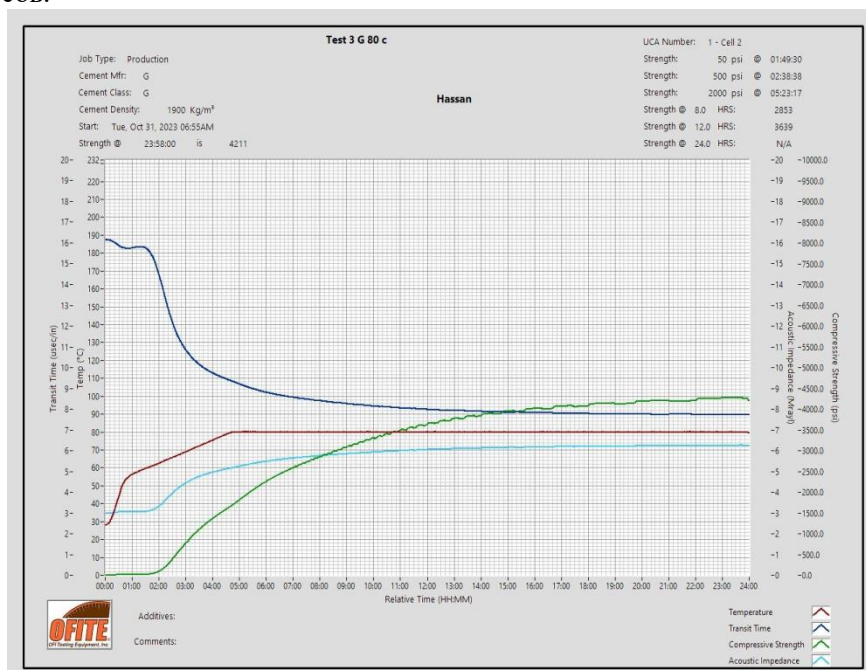


Рис.3: Результат проведенного эксперимента при температуре 80 градусов

После анализа результатов эксперимента, можно сделать вывод, что с повышением температуры с 60 до 80 градусов, прочность на сжатие цементного образца изменилось с 4611 PSI до 4211 PSI.

ЛИТЕРАТУРА

1. Антонов Е.Н. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля //сборник статей – 2020– С. 38.
2. Леготин Л.Г. Применение широкополосной акустической аппаратура АМК «ГОРИЗОНТ-90-ВАК» для оценки качества цементирования скважин //ООО «АМК ГОРИЗОНТ», НТВ «Каротажник». Вып. 3 (285). 2018 – С. 5-6-26.
3. Чжу Д.П. Ультразвуковой анализатор цемента (UCA) OFITE //ЗАО «Эпак-сервис», бурение и нефть 03/2009 – С. 60-61

УДК 622.24

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Г.О. Шаяхметов, О.А. Нечаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: shayahmetovg@mail.ru

В данной работе на основе анализа литературных данных и промышленного опыта рассмотрены основные технологии и реагенты для ликвидации поглощений буровых растворов. Рассмотрено использование полимеров, гелей, кольматантов и специальных наполнителей с необходимым фракционным составом для эффективной изоляции поглощающих зон. Отдельно рассмотрены особенности борьбы с поглощениями в неоднородных геологических условиях Восточной Сибири.

Ключевые слова: бурение скважин, поглощения буровых растворов, ликвидация поглощений, реагенты.

Поглощения буровых растворов относятся к числу наиболее часто встречающихся осложнений при строительстве скважин [1]. Они приводят к значительным экономическим потерям и увеличению сроков строительства [2].

Для эффективной борьбы с поглощениями необходим учет геологических особенностей разреза и параметров поглощающих пластов. Кроме того, важен правильный подбор реагентов и технологий для изоляции поглощающих зон с минимальными затратами [3].

Цель данной работы – анализ существующих технологий и реагентов для ликвидации поглощений буровых растворов и разработка рекомендаций по их комплексному применению с учетом геологических условий.

Для ликвидации поглощений буровых растворов применяют следующие основные технологии и материалы:

- Тампонажные материалы и кальмотанты для заполнения пор и трещин в поглощающих пластах [4];
- Полимерные системы и гели, образующие защитный слой на стенках скважин [5];
- Поверхностно-активные вещества, меняющие свойства породы и снижающие взаимодействие с буровым раствором [6];
- Комплексные кольматанты – смеси частиц разного размера, эффективно блокирующие каналы фильтрации жидкости [7].

Особое внимание уделяется подбору фракционного состава кольматантов с использованием специальных методик, учитывающих параметры пористости и трещиноватости поглощающих зон [8]. Это позволяет добиться наиболее эффективного перекрытия каналов поглощения.

Особенности борьбы с поглощениями в Сибири

При бурении скважин в Восточной Сибири осложняющим фактором является присутствие в разрезе трещиноватых трапповых пород, что приводит к интенсивным поглощениям буровых растворов [9].

Для борьбы с поглощениями в таких условиях применяют специальные органоминеральные кольматанты (К-МІХ), включающие компоненты растительного происхождения, скорлупу орехов, слоду и другие наполнители [10]. Их использование в комплексе с полимерами и гелями позволяет эффективно снизить интенсивность поглощений.

Важно также проводить предварительную обработку буровых растворов перед вскрытием осложненных интервалов, чтобы минимизировать риски возникновения поглощений.

Заключение

Таким образом, комплексное применение современных технологий и реагентов (полимеров, гелей, ПАВ, кольматантов) позволяет эффективно бороться с поглощениями буровых растворов с учетом геологических особенностей разреза. Особое внимание необходимо уделять индивидуальному подбору фракционного состава реагентов для конкретных условий строительства скважин. Правильно подобранный комплекс реагентов обеспечивает сокращение затрат на ликвидацию поглощений и повышение эффективности бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Академия, 2003. - 352 с.
2. Каменских С.В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. No 7. С. 15-21.

3. Шарова О.Ю. Методики подбора комплексных сухих смесей кольматантов для предупреждения и ликвидации зон осложнений. Территория Нефтегаз. 2012. No 5. С. 34-38.
4. Иванов А. И. Тампонажные материалы и технологические приемы проведения изоляционных работ при бурении скважин на нефть и газ. Krakow: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, 2008, Vol 25(2), pp. 311–316.
5. Рожкова Д.С., Левенец Н.А. Аналитические исследования борьбы с поглощениями бурового раствора при бурении скважин в Восточной Сибири. Научный альманах. 2023. No 9-2(107). С. 37-41.
6. Нечаева О.А. Обоснование и разработка многофункционального бурового раствора на основе синтезируемых гелей для строительства скважин. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. No 5. С. 40-44.
7. Губайдуллин Ф.А. Ликвидация зон катастрофического поглощения бурового раствора с помощью современного полимер-содержащего реагента "ПРМД". Булатовские чтения. 2020. No 3. С. 68-70.
8. Шарова О.Ю. и др. Методики подбора комплексных сухих смесей кольматантов для предупреждения и ликвидации зон осложнений. Территория Нефтегаз. 2012. No 5. С. 34-38.
9. Рожкова Д.С., Левенец Н.А. Аналитические исследования борьбы с поглощениями бурового раствора при бурении скважин в Восточной Сибири. Научный альманах. 2023. No 9-2(107). С. 37-41.
10. Качурин А.В. Комплексный подход для решения осложнений, возникающих при бурении скважин. Нефть и Газ Сибири. 2016. No 1. С. 1–3.

ВЛИЯНИЕ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА КОМПОНОВКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

О.В. Кормухин, В.А. Жуков, В.В. Живаева

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Ключевые слова: местное сопротивление, горизонтальная скважина, уплотнительный элемент, пакер, коллектор.

Международный и отечественный опыт применения горизонтальных скважин показывает, что их использование значительно улучшает технологические показатели при разработке низкопроницаемых коллекторов и в некоторых случаях позволяет преобразовать несбалансированные запасы нефти в сбалансированные [1]. Современные методы заканчивания скважин предлагают широкий спектр вариантов, начиная от простых схем для дренирования одного продуктивного интервала и заканчивая сложными многоствольными схемами, где горизонтальные скважины используются для отдельной эксплуатации нескольких пластов [2].

Выбор конструкции скважин с открытым забоем обусловлен низкой проницаемостью прочных коллекторов. Такие условия также включают отсутствие высоконапорных горизонтов, подошвенных вод и газовых шапок (в случае нефтяных залежей). При использовании метода заканчивания "открытым" стволом с установкой фильтра-хвостовика, кольцевое пространство между верхней частью фильтра-хвостовика и нижней частью обсадной колонны герметизируется с помощью пакера [3].

При выборе конструкции пакера и определении эксплуатационных показателей, специалисты должны учитывать условия работы его основных компонентов, которые вместе образуют техническую систему и характеризуются [4]:

- наличием в скважине жидкости с различными реологическими характеристиками, химическими составами и степенями очистки;
- величиной кольцевого зазора между пакером и стенкой скважины;
- температурой окружающей среды;
- величиной перепада давлений;
- кривизной ствола скважины.

Пакерное оборудование, подобно другому оборудованию, может выходить из строя и становиться причиной аварийных ситуаций в скважинах, что требует значительных затрат. Анализ наиболее распространенных отказов в практике обслуживания пакеров в российских нефтегазодобывающих и буровых компаниях выявил следующие типичные проблемы, возникающие при работе оборудования в открытом стволе скважины[5]:

- Неправильное расположение пакера относительно открытого ствола скважины перед его установкой в расчетном интервале.
- Проникновение жидкости в резиновый уплотнитель пакера, что впоследствии может привести к захвату пакерного оборудования и негерметичной изоляции интервала скважины.
- Потеря рабочих характеристик резинового уплотнителя пакера в процессе эксплуатации скважины.
- Возможность несанкционированного срабатывания пакера при спуско-подъемных операциях (СПО).

При эксплуатации пакеров возникают такие проблемы, как, разрыв, деформация и недостаточная герметичность резинового элемента, вызванные высоким давлением при гидроразрыве.

Из-за асимметричного расположения пакера перед его посадкой, кольцевой зазор между пакером и стенками скважины становится неравномерным по диаметру. Неравномерное распределение приводит к неоднородному расширению резинового уплотнительного элемента пакера, что в свою очередь приводит к затеканию уплотнительного элемента при изменении давления.

Фактическая траектория горизонтальной скважины не является идеальной прямой линией и имеет изломы на некоторых участках. Диаметр скважины обычно неоднороден из-за различных факторов, таких как обвалы или обрушения на одних участках, а также сужение скважины на других участках. Эти неровности создают дополнительное сопротивление при установке обсадной колонны. Они оказывают малое влияние на сопротивление бурильной трубы, но значительно затрудняют работу инструментов с большим внешним диаметром, таких как центраторы или пакеры.

Если несколько пакеров или центраторов проходят через уступы, возникает опасность застревания. Из-за неправильных свойств бурового раствора или параметров циркуляции перед установкой обсадной колонны, буровой шлам, образующийся при бурении, не полностью выводится на поверхность и остается на нижней стороне ствола скважины из-за действия сил гравитации. Когда выносные материалы остаются в наклонной или горизонтальной секции скважины, на колонну действует дополнительное трение. Особенно, если в компоновке присутствуют пакеры с большим внешним диаметром, резиновый рукав пакера будет очищать и накапливать оставшийся шлам в стволе скважины. Когда толщина слоя выносных материалов становится значительной после накопления на определенном участке, возникает прихват. Фактически, местные механические сопротивления, вызванные указанными причинами, накапливаются и усиливаются с увеличением длины горизонтальной секции. Однако, общая модель напряженного состояния колонны не учитывает местное сопротивление пакеров. В результате, точное моделирование проблемы прихвата колонны затруднительно. Поэтому, меры по предотвращению основаны главным образом на опыте и не имеют систематического теоретического руководства. В данной работе подтверждается накопительный эффект местного сопротивления и проводится анализ факторов, влияющих на это сопротивление, на основе классической модели сопротивления.

В качестве примера используются фактические данные скважины пробуренной в Западной Сибири, для проведения соответствующих расчетов и анализа. Общая глубина скважины составляет - 4343 м, отклонение от устья - 2598 м, открытый ствол находится в интервале от 3310 м до 4343 м в карбонатном коллекторе. Использовался буровой раствор безглинистый биополимерный хлор-калиевый с плотностью 1,27 г/см³. Обсадная колонна в горизонтальной секции в основном состоит из трубы (внешний диаметр 114,3 мм, внутренний диаметр 97,1 мм), пакеров (внешний диаметр 143 мм, длина 3 м, вес 50 кг/м), расстояние между двумя пакерами составляет 105 м.

Обсадная колонна с пакерами движется вперед в горизонтальной секции в основном за счет осевой силы. Если нижняя сторона горизонтальной секции имеет паз, а стенка скважины имеет изгиб, то локальная механическая модель пакера представлена на рисунке 1 в соответствии с фактической ситуацией внутри скважины с колонной обсадных труб и пакером.

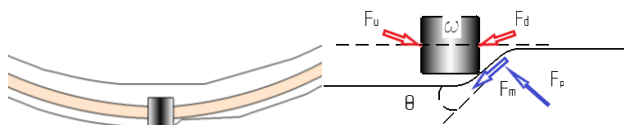


Рис.1 - Локальная механическая модель пакера в горизонтальном разрезе

Согласно механической модели на рисунке 1, можно получить следующее уравнение механического равновесия:

$$\begin{aligned}
 F_d + F_p \sin \theta + F_m \cos \theta - F_u &= 0 \\
 F_p \cos \theta - F_m \sin \theta - \omega &= 0 \\
 F_m &= \mu F_p
 \end{aligned}$$

Если обсадная колонна в горизонтальной части имеет местные силы сопротивления примерно 50 кН и 80 кН, то соответствующие результаты нагрузки на крюке представлены в таблице 1. "Коэффициент увеличения" - это отношение приращения или уменьшения нагрузки на крюке к местному сопротивлению.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Выполненные расчеты показывают, что изменение местного сопротивления обсадной колонны в горизонтальной части скважины не отражается в общем изменении сопротивления нагрузке на крюке. При одинаковых условиях эффект усиления местного сопротивления более заметен при подъеме обсадной колонны, чем при спуске. Эффект будет расти с увеличением местного сопротивления, но нелинейно.

Табл.1 - Влияние локального сопротивления в горизонтальной части скважины на нагрузку.

Местное сопротивление, кН	Нагрузка на крюке при подъеме колонны (кН)		Коэффициент увеличения	Нагрузка на крюке при спуске колонны (кН)		Коэффициент увеличения
	Нагрузка на крюке	Прирост		Нагрузка на крюке	Прирост	
0	915,2	0	0	725,2	0	0
50	985,3	70,1	1,4	655,4	69,8	1,39
80	1045,2	130	1,625	612,1	113,1	1,41

Определение причин заклинивания компоновки обсадной колонны, при использовании пакеров в открытом стволе скважины, показывает, что местные сопротивления пакеров обуславливаются выступами, неровностями ствола скважины, углом наклона, увеличением или уменьшением диаметра скважины, а также наличием вымоин внутри скважины, что может повлиять на результат спуска обсадной колонны в горизонтальный участок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) /Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004.
2. Ларри Лейк, Джо Данн Клегга. Справочник инженера-нефтяника. Том IV. Техника и технология добычи. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 1194 с.
3. Подгорнов, В. М. Кодировка схем заканчивания скважин / В. М. Подгорнов, Т. П. Коротаяева // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 26-31. – EDN OOWMMQ.
4. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. Уфа: УГНТУ, 2008. 565 с
5. Копейкин И.С., Лягов А.В. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно-якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины. Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научно-методической конференции. Уфа, 2015. С 4–6.

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

*Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**e-mail: durymanov.nik@mail.ru*

Статья посвящена методам прогнозирования износа бурильных труб при бурении скважин с использованием современных технологий. В ней рассматриваются различные методы сбора данных, включая мониторинг с использованием сенсоров, визуальные инспекции, а также технологии машинного обучения. Особое внимание уделяется разработке математических моделей, основанных на собранных данных и факторах влияния, для точного и оперативного прогнозирования износа. Авторы обсуждают преимущества и ограничения различных методов, а также их влияние на эффективность бурения и общую стойкость оборудования. В заключении подчеркивается важность интеграции этих методов для повышения безопасности и эффективности процессов бурения.

Ключевые слова: износ бурильных труб, бурильные трубы, учет времени работы.

Нефтегазовая промышленность, являющаяся одной из основных отраслей мировой экономики, постоянно сталкивается с вызовами, связанными с улучшением эффективности процессов бурения и обеспечением стабильной добычи энергетических ресурсов. В этом контексте, состояние бурильных труб, как ключевых компонентов буровых установок, играет решающую роль в проведении работ. Одним из главных аспектов, воздействующих на работоспособность бурильных труб, является их износ. Этот процесс не только снижает эффективность бурения, но также может повлечь за собой повышенные операционные расходы и угрозу безопасности на месте бурения. В связи с этим прогнозирование износа бурильных труб становится неотъемлемым элементом стратегии управления рисками и оптимизации процессов бурения [1].

Тип грунта является одной из причин износа. Глинистые или абразивные формации могут значительно ускорить процесс износа, создавая дополнительные механические нагрузки. Угол наклона скважины также имеет существенное значение, поскольку бурение под углом может привести к неравномерному износу труб, особенно на больших глубинах. Скорость вращения буровой установки напрямую связана с износом, где высокие обороты могут увеличивать абразивность и, следовательно, ускорять износ бурильных труб. Кроме того, другие факторы, такие как тип используемого бурового раствора, составляют важные аспекты в процессе бурения, влияя на трение и тепловые характеристики. Все эти факторы взаимодействуют сложным образом, и их точное описание и анализ становятся неотъемлемой частью эффективного прогнозирования и управления износом бурильных труб.

Способность предвидеть потенциальные поломки и износ бурильного оборудования не только сокращает временные простои, предоставляя возможность

для регулярного технического обслуживания, но и оптимизирует затраты на обслуживание [6]. Точные прогнозы позволяют планировать замены и ремонты бурильных труб, избегая излишних расходов. Кроме того, прогнозирование износа повышает безопасность на месте бурения, предупреждая о возможных проблемах и уменьшая риски чрезвычайных ситуаций. Этот интегрированный подход также способствует увеличению срока службы оборудования, обеспечивая более стабильную и эффективную работу буровых установок.

Визуальные и инспекционные методы представляют собой традиционные способы определения износа бурильных труб. Осмотр визуальных признаков обеспечивает простоту и оперативность, позволяя инженерам выявлять явные дефекты, такие как трещины и сколы. Однако этот метод ограничен субъективностью и не всегда обеспечивает достаточную точность. Применение камер обеспечивает более детальный анализ состояния труб, что полезно для выявления мелких дефектов, но требует дополнительных затрат на оборудование и обучение персонала. Оба метода полезны, однако их эффективность зависит от конкретных условий бурения, и инженерам следует учитывать их достоинства и недостатки при выборе стратегии прогнозирования износа.

Сенсорные технологии представляют собой важный аспект в прогнозировании износа бурильных труб, предоставляя данные о физическом состоянии оборудования в реальном времени. Одним из распространенных методов является использование датчиков нагрузки и вибрации. Эти датчики монтируются на бурильных трубах и могут регистрировать изменения в нагрузке и вибрации во время бурения. Достоинством такого подхода является оперативность – инженеры получают данные непосредственно в процессе работы, что позволяет быстро реагировать на изменения и риски. Однако, несмотря на преимущества, сенсорные технологии имеют свои недостатки. Прежде всего, они могут быть подвержены воздействию окружающей среды, такой как высокие температуры, влажность и химические воздействия, что может повлиять на надежность сенсоров. Кроме того, обработка и интерпретация данных, полученных от сенсоров, требует высокотехнологичного оборудования и опыта в области анализа больших объемов данных. Несмотря на эти ограничения, сенсорные технологии остаются важным инструментом для мониторинга и прогнозирования износа бурильных труб, предоставляя ценные данные для оптимизации процессов бурения и обеспечения безопасности на нефтяных месторождениях.

Магниторезистивные и ультразвуковые методы представляют собой передовые технологии, применяемые для прогнозирования износа бурильных труб с высокой точностью. Магниторезистивные сенсоры используются для обнаружения изменений в магнитных свойствах материала бурильных труб, которые могут быть связаны с износом. Этот метод позволяет выявить начальные стадии износа и даже незначительные изменения в материале, что делает его чрезвычайно чувствительным. Однако, несмотря на высокую точность, магниторезистивные методы также имеют свои ограничения. Они могут быть чувствительны к внешним воздействиям, таким как электромагнитные помехи, что может влиять на точность получаемых данных. Также стоит отметить, что внедрение и обслуживание магниторезистивных сенсоров требует определенных технических навыков и может быть затратным процессом.

Второй метод, ультразвуковые технологии, использует ультразвуковые волны для измерения толщины стенки бурильных труб и выявления дефектов. Этот метод обеспечивает дополнительные преимущества в виде возможности исследования внутренних структур трубы, что особенно важно для выявления скрытых дефектов и коррозии. Тем не менее, ультразвуковые методы также подвержены ограничениям. Точность измерений может зависеть от условий, таких как тип материала и геометрия трубы. Кроме того, необходимо учитывать сложности, связанные с внедрением ультразвукового оборудования и проведением измерений в условиях высоких давлений и температур на месте бурения.

Интеграция данных машинного обучения в системы прогнозирования износа бурильных труб представляет собой перспективный и мощный подход. Математические модели, разработанные с использованием методов машинного обучения, позволяют анализировать большие объемы данных, включая информацию от различных сенсоров, инспекционные отчеты и исторические данные об эксплуатации бурильных труб. Одним из основных преимуществ этого подхода является способность выявлять сложные закономерности и взаимосвязи в данных, которые могли бы остаться незамеченными при традиционных методах. Модели машинного обучения могут обучаться на основе опыта предыдущих случаев износа, что позволяет предсказывать потенциальные проблемы и риски. Это особенно полезно в условиях переменных факторов, таких как тип грунта, глубина скважины и особенности бурового оборудования. Однако, несмотря на многообещающие возможности, использование данных машинного обучения также сопряжено с определенными сложностями. Во-первых, для успешного обучения моделей требуется большое количество разнообразных данных, что может потребовать времени и ресурсов. Во-вторых, создание и обслуживание моделей машинного обучения требует наличия высококвалифицированных специалистов с навыками в области анализа данных и машинного обучения. Тем не менее, преимущества в виде точных и адаптивных прогнозов, способных учитывать множество переменных, делают использование данных машинного обучения в прогнозировании износа бурильных труб перспективным направлением для современной нефтяной промышленности. С развитием технологий и дальнейшими исследованиями эти сложности могут быть преодолены, открывая новые возможности для оптимизации процессов бурения и повышения эффективности прогнозирования.

Разработка математических моделей, основанных на собранных данных и факторах влияния, является стратегическим этапом в прогнозировании износа бурильных труб [2]. В начале этого процесса происходит сбор и интеграция разнообразных данных, полученных из сенсоров, инспекций и технического обслуживания. Эти данные затем подвергаются предобработке, включая анализ на предмет выбросов и заполнение пропущенных значений. Идентификация факторов влияния, таких как тип грунта, угол наклона скважины и скорость вращения буровой установки, становится следующим этапом. Выбор и разработка математических моделей, таких как линейные регрессии или нейронные сети, проводится с учетом характеристик данных. Тренировка моделей на исторических данных и их последующая валидация и тестирование помогают обеспечить их точность и эффективность в прогнозировании. Наконец, успешные модели интегрируются в систему прогнозирования, где они способствуют оперативному мониторингу и

оптимизации процессов бурения, повышая эффективность и снижая риски износа бурильных труб.

Развитие методов прогнозирования износа бурильных труб представляет собой важное направление в современной нефтяной промышленности. Системы, основанные на собранных данных и математических моделях, демонстрируют значительный потенциал в улучшении эффективности бурения и снижении операционных затрат. Сбор данных с использованием сенсоров, инспекций и технологий машинного обучения обеспечивает более точные и оперативные прогнозы, позволяя инженерам принимать информированные решения в реальном времени. Разработка математических моделей, учитывающих факторы влияния, становится ключевым инструментом в предвидении износа и оптимизации процессов бурения. Такие инновационные подходы не только содействуют безопасности и устойчивости эксплуатации нефтяных месторождений, но и являются важным шагом в направлении устойчивого развития энергетической индустрии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Автоматизация процесса учета времени работы бурильных труб с использованием машинного обучения / Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 2. – № 15. – С. 80-85.
2. Анализ напряженного состояния замкового соединения бурильных труб с применением метода конечных элементов / Н.В. Дурыманов, П.А. Гаранин // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 2. – № 15. – С. 30-37.
3. 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.
4. ГОСТ 32696— 2014. Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности: дата введения 2016-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 86 с.
5. «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации. ПАО «ТМК», ООО «НИИнефтетрубы», Самара, 2019
6. 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 622.24.063

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЛИТОЛОГИИ РАЗРЕЗА НА КАЧЕСТВО
СЦЕПЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ**

Д.Р. Камаев, В.В. Живаева

*ФГБОУ ВО Самарский Государственный Технический университет (СамГТУ)
Самара, Россия*

kamdanik@gmail.com, bngssamgtu@mail.ru

Аннотация.

В данной статье представлена программа, разработанная для определения влияния литологии разреза на качество сцепления цементного камня. Изучение качества сцепления цементного камня является важным аспектом при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин. Однако, влияние литологических особенностей разреза на данное качество остается слабо изученной областью.

***Ключевые слова:** качество крепления скважины, цементный камень, Wolfram Mathematica, АКЦ, крепление скважин, компьютерные методы моделирования.*

**Study of the influence of section lithology on the quality of cement stone
adhesion**

Samara State Technical University, Samara, Russia

D.R. Kamaev, V.V. Zhivaeva

kamdanik@gmail.com , bngssamgtu@mail.ru

Annotation.

This article presents a program developed to determine the influence of section lithology on the quality of cement stone adhesion. Studying the adhesion quality of cement stone is an important aspect in the design and construction of oil and gas wells. However, the influence of lithological features of the section on this quality remains a poorly studied area.

***Key words:** quality of well casing, cement stone, Wolfram Mathematica, ACBL, well casing, computer modeling methods.*

Введение.

Целью данной статьи является представление программы, разработанной для определения влияния литологии разреза на качество сцепления цементного камня. Утверждается, что литология разреза, включая такие параметры, как тип горной породы, ее текстура, проницаемость и прочность, может оказывать значительное

влияние на качество сцепления между камнем и цементом. Недостаточное качество сцепления может приводить к проникновению жидкости и газа по боковым путям, что может вызывать проблемы в процессе эксплуатации скважин и ухудшение их производительности.

Чтобы провести объективную оценку качества цементирования в нефтяной и газовой промышленности необходимо использовать комплексный подход, включающий различные методы геофизических исследований, такие как акустическая логгированная упругость, широкополосное акустическое логгирование и термометрия. Комбинированное использование этих методов позволяет получить более достоверную и объективную информацию об образовании связи между цементированным материалом, горной породой и обсадной колонной, а также согласовать технологические факторы с результатами интерпретации.

Основная часть.

Для оценки качества сцепления цементного камня с обсадными колоннами был проведен анализ данных акустического каротажа всех интервалов обсадных колонн от башмака предыдущей колонны до глубины спуска последующей колонны. То есть, были проанализированы участки, где соответствующая колонна соприкасается через цементную оболочку с изолируемым пластом.

В анализе использовались результаты акустического каротажа с нескольких скважин Зайкинского месторождения Оренбургской области, которые были интерпретированы геофизиками. Глубина кровли и подошвы литологических участков определялась на основе геологических данных, уточненных с помощью каротажной диаграммы. Разделение литологического интервала на участки производилось на основе физико-механических свойств слагающих пород, таких как глины, аргиллиты, известняки, песчаники и другие. Особое внимание уделялось пластам, содержащим сероводород. Разбивка на очень узкие интервалы, длиной от 3 до 30 метров, позволяла выявить значимость структуры и свойств каждого из них.

Для определения причин была использована разработанная на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» программная система, разработанная на языке Wolfram Language. Методология оценки качества сцепления цементного камня с обсадными колоннами основывается на математической интерпретации акустических данных, где качество сцепления классифицируется на основе отсутствия сцепления, хорошего, частичного или плохого сцепления [1, 4]. Ниже представлены окна программы с результатом вычислений по трем скважинам (см. Рис.1-3).

Результаты анализа позволили определить процентное соотношение каждого вида качества сцепления в однородном литологическом интервале и вычислить суммарную относительную оценку качества. Затем был проведен дисперсионный анализ, чтобы оценить влияние факторов, включая глубину интервала, литологическое строение, состав и свойства тампонажного материала, на относительную оценку качества сцепления цементного камня с породой. Значимость каждого фактора определялась с использованием критерия Фишера. [3]

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Глубина, м	Мощность, м	Литология	Качественная оценка крепления	Количественная оценка крепления
0.	504.	Глины	Отсутствие	0.
504.	41.	Глины	Отсутствие	0.
545.	93.	Доломит	Плохое	0,23
638.	102.	Каменная соль	Плохое	0,27
740.	94.	Глины	Плохое	0,08
834.	765.	Ангидрит	Отсутствие	0.
1599.	85.	Ангидрит	Отсутствие	0.
1684.	79.	Ангидрит	Отсутствие	0.
1763.	107.	Ангидрит	Отсутствие	0.
1870.	48.	Ангидрит	Отсутствие	0.
1918.	393.	Ангидрит	Отсутствие	0.
2311.	113.	Доломит	Плохое	0,14
2424.	157.	Известняк	Отсутствие	0.
2581.	142.	Известняк	Отсутствие	0.
2723.	90.	Мергель	Отсутствие	0.
2813.	135.	Известняк	Отсутствие	0.
2948.	159.	Известняк	Плохое	0,14
3107.	296.	Доломит	Частичное	0,66
3403.	40.	Доломит	Плохое-частичное	0,4
3443.	37.	Мергель	Отсутствие	0.
3480.	230.	Известняк	Отсутствие	0.
3710.	204.	Известняк	Отсутствие	0.
3914.	239.	Известняк	Плохое	0,12
4153.	13.	Доломит	Отсутствие	0.
4166.	7.	Доломит	Отсутствие	0.
4173.	17.	Доломит	Отсутствие	0.
4190.	20.	Известняк	Отсутствие	0.
4210.	32.	Известняк	Отсутствие	0.
4242.	85.	Известняк	Отсутствие	0.
4327.	127.	Глины	Отсутствие	0.
4454.	127.	Глины	Отсутствие	0,633

Количество разрезов = 15

Типы пород в разрезах: Глины, Доломит, Каменная соль, Ангидрит, Известняк, Мергель

Количество факторов = 6

Глубины	Породы	Мощность	Средневзвешенная оценка
0. – 545.	Глины	504.	0.
545. – 638.	Доломит	93.	0,23
638. – 740.	Каменная соль	102.	0,27
740. – 834.	Глины	94.	0,08
–2311. + 834.	Ангидрит	765.	0.
2311. – 2424.	Доломит	113.	0,14
2424. – 2723.	Известняк	157.	0.
2723. – 2813.	Мергель	90.	0.
2813. – 3107.	Известняк	135.	0,07
3107. – 3443.	Доломит	296.	0,53
3443. – 3480.	Мергель	37.	0.
3480. – 4153.	Известняк	230.	0,04
4153. – 4190.	Доломит	13.	0.
4190. – 4327.	Известняк	20.	0.
4327. – 4454.	Глины	127.	0.

Название разреза	наблюдения			
Глины	0.	0,08	0.	
Доломит	0,23	0,14	0,53	0.
Каменная соль	0,27			
Ангидрит	0.			
Известняк	0.	0,07	0,04	0.
Мергель	0.	0.		

Компоненты дисперсии	Число степеней свободы	Сумма квадратов отклонений	Дисперсия
Факторная (межуровневая)	5	0,164958	0,0329917
Дисперсия ошибки (внутриуровневая)	10	0,158642	0,0158642
Полная (общая)	15	0,3236	0,0215733

Опытное значение критерия Фишера $F^{оп} = 2,07963$

Критическое значение критерия Фишера $F^* = 3,32583$ для уровня значимости $\alpha = 0,05$

Вывод: $F^{оп} < F^*$, дисперсия факторная и опытная однородны. Влияние литологии на качество цементирования незначимо. Рекомендуется не использовать многопорционное цементирование. Доверительная вероятность вывода 95.%

Рисунок 1. Отчет по скважине 1

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Глубина, м	Мощность, м	Литология	Качественная оценка крепления	Количественная оценка крепления
3950.	246.	Доломит	Плохое	0.11
4196.	18.	Мергель	Хорошее	1.
4214.	12.	Известняк	Частично–хорошее	0.81
4226.	34.	Известняк	Частичное	0.66
4260.	21.	Глины	Частичное	0.66
4281.	30.	Алевролит	Частичное	0.69
4311.	80.	Глины	Частично–хорошее	0.75
4391.	126.	Известняк	Частично–хорошее	0.81
4517.	133.	Известняк	Частично–хорошее	0.83

Количество разрезов = 7

Типы пород в разрезах: Доломит, Мергель, Известняк, Глины, Алевролит

Количество факторов = 5

Глубины	Породы	Мощность	Средневзвешенная оценка	Название разреза	наблюдения	
3950. – 4196.	Доломит	246.	0.11	Доломит	0.11	
4196. – 4214.	Мергель	18.	1.	Мергель	1.	
4214. – 4260.	Известняк	12.	0.735	Известняк	0.735	0.811
4260. – 4281.	Глины	21.	0.66	Глины	0.66	0.75
4281. – 4311.	Алевролит	30.	0.69	Алевролит	0.69	
4311. – 4391.	Глины	80.	0.75			
4391. – 4524.	Известняк	126.	0.811			

Компоненты дисперсии	Число степеней свободы	Сумма квадратов отклонений	Дисперсия
Факторная (межуровневая)	4	0.849866	0.212467
Дисперсия ошибки (внутриуровневая)	3	0.006938	0.00231267
Полная (общая)	7	0.856804	0.122401

Опытное значение критерия Фишера $F^{оп}=91.8708$

Критическое значение критерия Фишера $F^*=9.11718$ для уровня значимости $\alpha=0.05$

Вывод: $F^{оп} > F^*$, дисперсия факторная и опытная неоднородны. Влияние литологии на качество цементирования значимо. Рекомендуется использовать многопорционное цементование. Доверительная вероятность вывода 95. %

Рисунок 2. Отчет по скважине 2

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Глубина, м	Мощность, м	Литология	Качественная оценка крепления	Количественная оценка крепления
0.	534.	Доломит	Отсутствует	0.
534.	36.	Доломит	Отсутствует	0.
570.	95.	Каменная соль	Отсутствует	0.
665.	88.	Каменная соль	Отсутствует	0.
753.	102.	Глины	Отсутствует	0.
855.	762.	Ангидрит	Отсутствует	0.
1617.	70.	Ангидрит	Отсутствует	0.
1687.	83.	Ангидрит	Отсутствует	0.
1770.	112.	Ангидрит	Отсутствует	0.
1882.	59.	Доломит	Отсутствует	0.
1941.	394.	Доломит	Плохое	0.17
2335.	110.	Известняк	Частичное	0.62
2445.	155.	Известняк	Отсутствует	0.
2600.	153.	Известняк	Отсутствует	0.
2753.	95.	Алевролит	Отсутствует	0.
2848.	152.	Алевролит	Плохое-частичное	0.44
3000.	140.	Известняк	Частично-хорошее	0.73
3140.	265.	Ангидрит	Частичное	0.69
3405.	37.	Доломит	Частичное	0.66
3442.	48.	Доломит	Частичное	0.66
3490.	227.	Известняк	Частичное	0.66
3717.	209.	Известняк	Частичное	0.66
3926.	250.	Доломит	Частично-хорошее	0.73
4176.	17.	Известняк	Частично-хорошее	0.86
4193.	12.	Известняк	Частичное	0.58
4205.	21.	Мергели	Плохое-частичное	0.47
4226.	23.	Известняк	Частичное	0.66
4249.	31.	Глины	Плохое	0.25
4280.	79.	Алевролит	Плохое-частичное	0.52
4359.	129.	Глины	Плохое-частичное	0.52
4488.	127.	Глины	Частично-хорошее	0.88
4615.	257.	Глины	Отсутствует	0.

Количество разрезов = 18	
Типы пород в разрезах: Доломит, Каменная соль, Глины, Ангидрит, Известняк, Алевролит, Мергели	
Количество факторов = 7	

Глубины	Породы	Мощность	Средневзвешенная оценка
0. – 570.	Доломит	534.	0.
570. – 753.	Каменная соль	95.	0.
753. – 855.	Глины	102.	0.
– 1882. + 855.	Ангидрит	762.	0.
1882. – 2335.	Доломит	59.	0.085
2335. – 2753.	Известняк	110.	0.206667
2753. – 3000.	Алевролит	95.	0.22
3000. – 3140.	Известняк	140.	0.73
3140. – 3405.	Ангидрит	265.	0.69
3405. – 3490.	Доломит	37.	0.66
3490. – 3926.	Известняк	227.	0.66
3926. – 4176.	Доломит	250.	0.73
4176. – 4205.	Известняк	17.	0.72
4205. – 4226.	Мергели	21.	0.47
4226. – 4249.	Известняк	23.	0.66
4249. – 4280.	Глины	31.	0.25
4280. – 4359.	Алевролит	79.	0.52
4359. – 4616.	Глины	129.	0.698641

Название разреза	наблюдения				
Доломит	0.	0.085	0.66	0.73	
Каменная соль	0.				
Глины	0.	0.25	0.698641		
Ангидрит	0.	0.69			
Известняк	0.206667	0.73	0.66	0.72	0.66
Алевролит	0.22	0.52			
Мергели	0.47				

Компоненты дисперсии	Число степеней свободы	Сумма квадратов отклонений	Дисперсия
Факторная (межуровневая)	6	0.543765	0.0906275
Дисперсия ошибки (внутриуровневая)	12	1.1586	0.0965497
Полная (общая)	18	1.70236	0.0945757

Опытное значение критерия Фишера $F^{оп} = 0.938662$
Критическое значение критерия Фишера $F^* = 2.99612$ для уровня значимости $\alpha = 0.05$

Вывод: $F^{оп} < F^*$, дисперсия факторная и опытная однородны. Влияние литологии на качество цементирования незначимо. Рекомендуется не использовать многопорционное цементование. Доверительная вероятность вывода 95. %

Рисунок 3. Отчет по скважине 3

По результатам проведенного анализа в программе на примере трех скважин Зайкинского месторождения Оренбургской области был определен опытный критерий Фишера, значение которого показывает реальную ситуацию анализа данных АКЦ. Были выявлены значимые интервалы с мощностью свыше 3 метров, состоящие из глин, солей, ангидритов, а также переслаивающихся с глинами, доломитами, аргиллитами и песчаниками. Наименьшее качество сцепления наблюдалось в солях, доломитах и аргиллитах, в то время как песчаники и известняки имели лучшее сцепление, а глины демонстрировали самое высокое качество сцепления. Дисперсионный анализ показал, что факторы "состав и свойства цементного раствора" и "литологическое строение цементируемого интервала" являются значимыми, в то время как глубина интервала не оказывает значительного влияния. [2]

Вывод по скважине. 2 , где входные параметры обозначают практическое отсутствие цементирования говорят о том, что для проектирования скважины с похожей литологической структурой рекомендуется использовать более подходящий цементный состав.

Скважины 1 и 3 показывают относительно неплохое качество крепления, но в частных случаях необходима модернизация состава.

Выводы.

Таким образом, для повышения качества сцепления тампонажного камня с породой и обсадной колонной следует учитывать состав и свойства цементных суспензий, применяемых при цементировании, а также уделять внимание литологическому строению цементируемого интервала. Для высокопроницаемых пород рекомендуется использовать цементные суспензии с минимальными значениями степени фильтрации, чтобы снизить фильтрацию в пласт и предотвратить уменьшение объема цементного камня в затрубной зоне.

Результаты исследования, полученные с помощью разработанной программы, помогут инженерам и проектировщикам улучшить процесс выбора цементных составов, адаптированных к литологическим условиям конкретного разреза и улучшить качество сцепления камня с цементом. Это, в свою очередь, способствует повышению надежности и долговечности скважин, а также оптимизации производственных процессов в нефтегазовой промышленности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

1. Живаева, В.В. Применение метода моментов в нефтегазовом деле: Учебное пособие /В.В.Живаева, Д.Н.Цивинский, Е.А.Камаева, Самар. гос. техн. ун-т. Самара, 2018, 138 с.
2. Камаев, Д.Р. Планирование методики определения параметров тампонажного материала и свойств скважинных жидкостей для оценки времени сохранения эксплуатационных свойств камня за обсадной колонной / Д.Р. Камаев, В.В.

- Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 11 (359). С. 54-56.
3. Никитин В.И., Моделирование физических процессов на основании экспериментальных данных: Лабораторный практикум / В.И. Никитин – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017
 4. Цивинский, Д.Н. Применение метода дисперсионного анализа в нефтегазовом деле: Метод. указ. к лаб. Практикуму, / Д.Н. Цивинский; Самар. гос. техн. ун-т. – Самара. – 2005. - 39с.

УДК 622.24

АНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Н.Е. Липатов, В.В. Живаева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: lipatov.ne@mail.ru

В данной работе представлен аналитический метод повышения эффективности буровых работ при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, который позволит оптимизировать процесс бурения.

Ключевые слова: скрытое непроизводительное время, СНПВ, скрытые потери, сверхнормативное время, оптимизация процесса бурения, повышение эффективности строительства скважин, ключевые показатели эффективности.

В настоящее время стремительное развитие технологий в нефтегазовой индустрии активно ведет к необходимости оценки качества строительства скважин. В ближайшее время темпы роста рынка бурения существенно сократятся. В связи с этим, главной задачей бурения станет поддержание уровня добычи, а на первый план выйдут задачи по повышению эффективности строительства скважин.

Средствами оптимизации процесса бурения являются не только переход к новому, более технологичному и производительному оборудованию, но и рациональная организация технологических процессов на производстве. Поэтому сроки строительства скважин зачастую зависят от квалификации буровой бригады, сервисных организаций и взаимодействия их между собой в процессе строительства [1]. Если переход к новому оборудованию требует значительного бюджета, то организационные нововведения, как правило, намного дешевле и дают хороший результат.

Общее время строительства скважины можно разделить на три составляющие:

- механическая проходка (бурение);
- вспомогательные операции;
- непроизводительное время (НПВ).

Во многих нефтяных компаниях принято считать мерой эффективности процент непроизводительного времени. Считается, что чем меньше процент НПВ за

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

скважину, тем большую производительность показывает буровая бригада по сравнению со скважинами с большими процентами. Однако данный подход не всегда является верным.

Непроизводительное время является процессом неконтролируемым и непреднамеренным, поэтому бороться с ним сложно, поскольку зависит оно от множества факторов. Непосредственно сам процесс бурения горной породы также тяжело как-либо оптимизировать, так как основную роль играет геологическая составляющая. Поэтому необходимо анализировать потери производительного времени при выполнении вспомогательных операций: наращивание, спуск или подъем бурового оборудования и т.д. Эти потери не отображены ни в одном отчете о проделанных работах [2]. Выявить их возможно только при полном анализе производительного времени. Поэтому название у этих потерь – скрытое непроизводительное время (СНПВ).

Общее время строительства скважины представлено на рис.1.

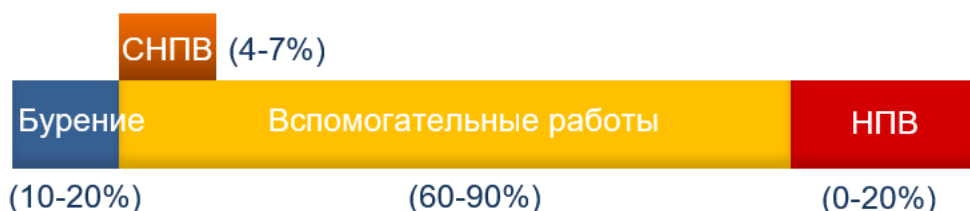


Рисунок 1 - Общее время строительства скважины в процентном соотношении

Скрытое непроизводительное время – это разница между фактической продолжительностью операции и целевым показателем на эту операцию. То есть другими словами – это время, на которое фактические буровые работы отстают от запланированных [3]. Для накопления и анализа данных необходимо ввести различные ключевые показатели эффективности (КПЭ). На рис.2 представлена игольчатая диаграмма ключевого показателя эффективности «СПО - Время наращивания».

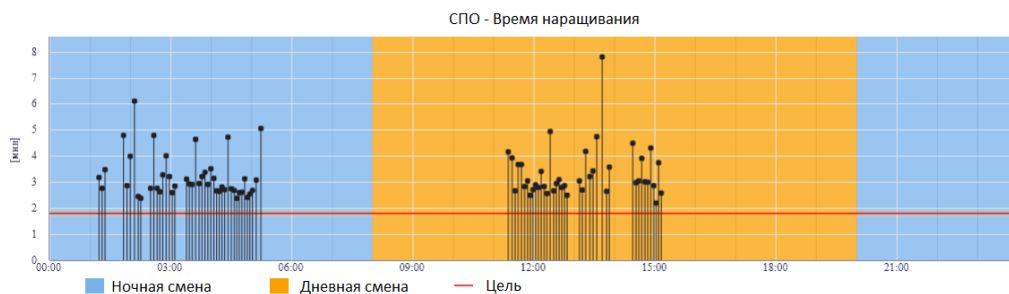


Рисунок 2 - Игольчатая диаграмма КПЭ «СПО - Время наращивания»

Каждая иголочка на диаграмме соответствует отдельной операции по наращиванию. Красная линия – целевой показатель. Сумма разностей фактических значений и целевого показателя будет являться скрытым непроизводительным временем за сутки в рамках одного конкретно рассматриваемого КПЭ.

Для анализа эффективности строительства скважины необходимо обработать данные с буровой за весь цикл строительства скважины, затем выявить СНПВ, рассматривая необходимую группу ключевых показателей эффективности.

В настоящее время на рынке присутствует не так много компаний, готовых оказать услуги по выявлению скрытого непроизводительного времени. Одной из ведущих компаний в этом направлении является TDE Energy Services с их специализированным программным обеспечением proNova, которое интерпретирует все данные с объекта в режиме реального времени и автоматически распознает все текущие процессы на буровой [4].

Таким образом, выявление скрытого непроизводительного времени позволяет:

- оптимизировать процесс бурения;
- нормировать операции, выполняемые при бурении скважин;
- сократить расходы;
- определить технический предел.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов Б.В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения – проНова. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ // Бурение и нефть. 2015. № 10. С. 66–68.
2. Добролюбов А.Ю. Сокращение сроков строительства скважин с использованием автоматизированной системы распознавания операций проНова / А.Ю. Добролюбов, А.А. Горшков, Б.В. Иванов // Бурение и нефть. 2017. № 6. С. 62–65.
3. Кашаев А.А. Повышение эффективности наклонно-направленного бурения // Аллея науки. 2022. Т. 2, № 5(68). С. 16–20.
4. Иванов Б.В. Нормирование и анализ эффективности выполнения буровых работ с применением современных автоматизированных систем измерения // Бурение и нефть. 2017. № 4. С. 56–59.

УДК 622.245.428

ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Хассан Факих, Л.В. Ермолаева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: Hassan_fakih_33@hotmail.com

В данной работе представлен ультразвуковой метод применяемый при цементировании скважин, который позволяет анализировать прочность цементного камня при разных температурах. На сегодняшний день в бурении стали чаще использовать этот метод, так как с помощью ультразвукового анализатора цемента можно определить оптимальную прочность цементного камня в зависимости от его рецептуры с целью расчета оптимального времени ожидания затвердевания цементного камня. Для решения данной задачи на кафедре «Бурение нефтяных и

газовых скважин» СамГТУ был проведен эксперимент на ультразвуковом анализаторе MODEL 120-51 TWIN CELL USA.

Ключевые слова: ультразвук, цементный камень, температура, давление, цементный раствор, акустический сигнал.

Как известно, большое влияние на качество крепления скважины оказывают применяемые при цементировании тампонажные составы и материалы. Прочность цементного камня с учетом скважинных условий, температуры и давления, которыми характеризуется тот или иной интервал, также моделируется с помощью прибора-анализатора. После этого можно разбурить данный цементный мост (или цементный стакан) и тем самым минимизировать отрицательные воздействия на цементный камень, который предотвращает обводнение скважин.

Анализируя динамику качества цементирования, мы можем принимать обоснованные решения в части изменений тампонажных материалов, добавок, технологий, технических средств и оборудования, применяемого при цементировании скважины, что позволит строить скважины качественно и надежно и предотвращать преждевременное обводнение продукции. [3]

Наиболее часто для оценки качества цементирования используется метод акустического контроля цементирования - АКЦ.

В процессе движения комплекта АКЦ в стволе скважины непрерывно записываются три параметра: амплитуда продольной акустической волны по колонне A_k ; амплитуда продольной акустической волны превышающий некоторый заданный уровень A_p (при наличии контакта цементного камня с колонной и породой – амплитуда волны, распространяющейся по породе), время пробега продольной акустической волны от излучателя до приемника t .

Контакт цементного камня с колонной отмечается на цементограмме нулевыми или близкими к нулю значениями A_k . Только при наличии контакта цементного камня с колонной возможно определение состояния контакта его с породой. При интерпретации данных АКЦ определяется высота подъема цемента за колонной, оценивается состояние контактов цементного камня со стенками скважины и обсадными трубами.[2]

Приборы, применяемые для оценки качества цементирования, определяют качество сцепления обсадной колонны с цементом, находящимся в затрубном пространстве. Исследования проводятся в реальном времени акустическими цементомерами или ультразвуковыми приборами.

Ультразвуковой прибор - позволяет получить достоверные результаты при оценке качества сцепления, путем комплексирования импульсных ультразвуковых замеров с новым ультразвуковым методом, который основан на импульсном возбуждении волн изгиба в колонне, одним источником и замере отраженного сигнала двумя приемниками.

Прибор позволяет точно оценить гидроизоляцию затрубного пространства в скважинах, даже в тех, которые зацементированы облегченным раствором, путем комплексирования импульсных ультразвуковых замеров и затухания изгибных волн.

Выявляет каналы в цементном кольце, оценивает коррозионный износ обсадной колонны и ее эксцентриситет.

Ультразвуковой анализатор - Оценивает качество цементирования и коррозионного износа обсадной колонны с высоким разрешением.

Акустические цементомеры - Определяют качество сцепления цемента с обсадной колонной, согласно стандартам отрасли.[4]

Контроль цементирования затрубного пространства акустическим методом основан на измерении амплитуды преломлённой продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод АКЦ позволяет:

- 1) установить высоту подъёма цемента;
- 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;
- 3) определить наличие каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Акустический излучатель, находящийся внутри обсадной колонны, возбуждает в буровом растворе сигнал. Сигнал проходит через буровой раствор, преломляется в колонну, распространяется по ней и возвращается через буровой раствор обратно в приёмник. Часть сигнала проходит через колонну в цемент и в породу, а затем возвращается в приёмник. Принимаемый сигнал состоит из нескольких компонент. Первыми приходят сигналы от колонны.

Свойства среды влияют как на скорость распространения, так и на затухание энергии акустических волн. При проведении акустического каротажа в обсаженных скважинах было замечено, что при движении скважинного прибора в пределах, казалось бы, однородной обсадной колонны некоторые акустические параметры (например, амплитуды) сильно изменяются по своей величине. Эти изменения вызваны присутствием цементного камня в затрубном пространстве и характером связи его со стенками колонны. [1]

Испытания на данном приборе MODEL 120-51 TWINCELLUCA позволяют определить акустический импеданс, прочность на сжатие, время прохождения при разных температурах, которые нужны для определения прочности цементного камня в зависимости от температуры, давления и время прохождения акустического сигнала. Проведенные эксперименты представлены на графиках при температуре 40 град С, где можно определить прочность цементного камня на сжатие при давлении 50, 500, 2000 psi, также показывает через какое время набрано такое давление. Благодаря этому можно оценивать прочность цементного камня на сжатие под давлением и сцепления цемента с обсадной колонной и с горной породой. На рисунке 1 представлен график проведенного эксперимента.

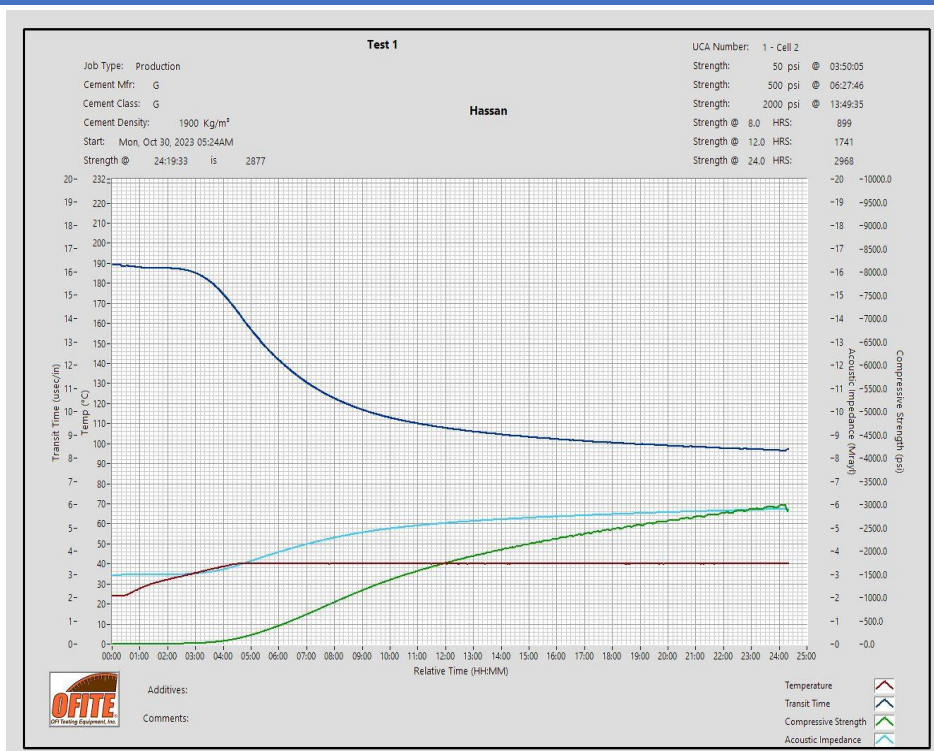


Рис. 1: Результат проведенного эксперимента при температуре 40 градусов

ЛИТЕРАТУРА

1. Антонов Е.Н. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // сборник статей – 2020– С. 37.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007 – С. 134-135.
3. Катеев Р.И. Качество строительства скважин как залог снижения обводненности продукции // Инженерная практика №08/2015.
4. Оценка качества цементирования (ООО «Технологическая компания Шлюмберге») https://www.slb.ru/services/wireline/inspection/cement_evaluation/

ОБЗОР МЕТОДОВ ФИЛЬТРАЦИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА
НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО СИГНАЛА

Д.А. Кабаева, К.В. Авдеева

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

daryakabaeva55@gmail.com

Аннотация: В данной статье исследуется проблема фильтрации микросейсмического сигнала. Наличие шума и помех в микросейсмическом сигнале затрудняет его анализ и интерпретацию. В статье представлено исследование различных методов фильтрации микросейсмического сигнала. Описываются преимущества и ограничения различных алгоритмов фильтрации и предлагаются подходы к оптимизации ее результатов. Полученные результаты могут быть полезными для улучшения анализа и интерпретации сейсмических данных.

Ключевые слова: фильтрация, микросейсмический сигнал, шум, помехи, анализ данных, интерпретация сигнала.

Введение. В областях геофизики, геологии, нефтегазовой промышленности изучение и обработка микросейсмических сигналов является важной задачей. Интерпретация микросейсмических сигналов позволяет получить полезную геолого-геофизическую информацию о строении Земли.

Микросейсмические сигналы представляют собой совокупность полезных компонентов и помех. В качестве полезных компонентов выступает естественный шум Земли, вызванный различными геологическими процессами, такими как движение тектонических плит, вулканическая активность и геотермальные явления. В качестве помех выступают локальные поверхностные вибрации, возникающие от различных источников. Помехи бывают природного (землетрясения, атмосферные явления) и техногенного (движение транспортных средств, работа промышленных предприятий) характера. В связи с этим, для получения полезных компонентов микросейсмического сигнала, их обработка должна включать в себя фильтрацию сигнала от помех. Основная цель фильтрации микросейсмического сигнала - удаление нежелательных шумов и сохранение полезной информации. Фильтрация производится с помощью различных фильтров. Главной проблемой при фильтрации помех является сложность сохранения естественного фоновое уровня полезного микросейсмического шума. Для решения этой проблемы необходимо анализировать различные методы фильтрации и выявлять преимущества и недостатки каждого метода [1,5].

Цель исследования заключается в проведении анализа методов фильтрации, используя в качестве полезной компоненты синтетический сигнал.

Моделирование сигнала и фильтров производится на языке программирования Python с использованием библиотек: matplotlib, numpy, scipy.

Анализ помех микросейсмического сигнала. По спектральным характеристикам помехи микросейсмических сигналов разделяются на широкополосные и узкополосные (квазигармонические), а также на низкочастотные и высокочастотные, кроме этого, выделяют импульсные помехи. Разнообразие помех микросейсмического сигнала приводит к необходимости проводить более детальную их классификацию. Рассмотрим более подробно классификацию широкополосных и импульсных помех.

Широкополосные помехи – это помехи, ширина спектра которых больше ширины полосы пропускания какого-либо микросейсмического сигнала. Широкополосные помехи характеризуются широким спектральным составом порядка 30 Гц. Среди широкополосных помех выделяют локально-нестационарные помехи. Предельный случай локально-нестационарных помех – импульсные помехи.

Импульсные помехи микросейсмического сигнала – это короткие и резкие изменения амплитуды или частоты сейсмического сигнала, вызванные внешними воздействиями или неисправностями в оборудовании. Источником импульсных помех выступают гром, падение тяжелых предметов на поверхность Земли [5].

На рисунках 1, 2 представлен микросейсмический сигнал с широкополосной помехой и спектрограмма данного сигнала.

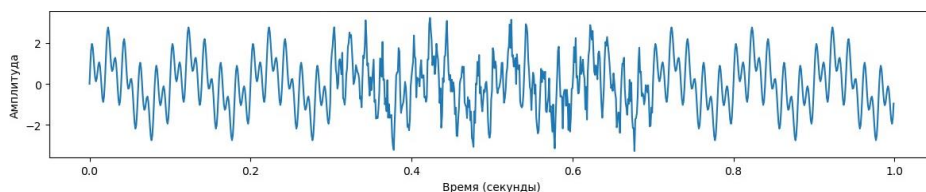


Рисунок 1. Микросейсмический сигнал с широкополосной помехой

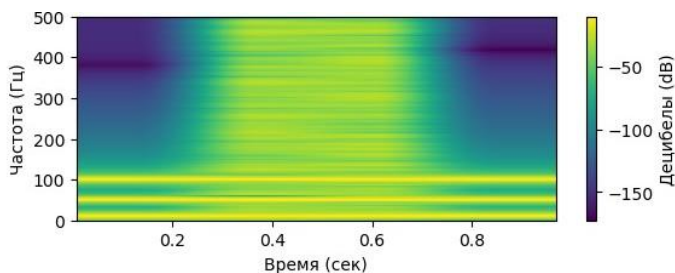


Рисунок 2. Спектрограмма микросейсмического сигнала с широкополосной помехой

На рисунках 3, 4 представлен микросейсмический сигнал с импульсной помехой и спектрограмма данного сигнала.

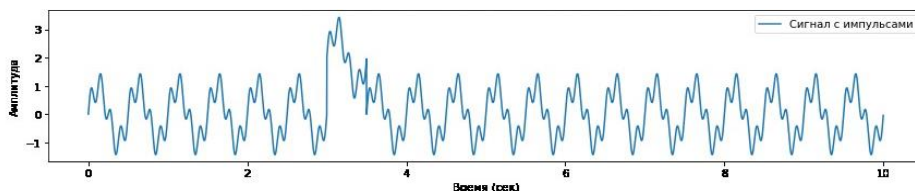


Рисунок 3. Микросейсмический сигнал с импульсной помехой

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

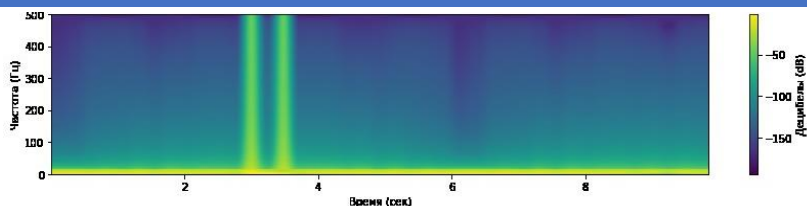


Рисунок 4. Спектрограмма микросейсмического сигнала с импульсной помехой

Фильтрация микросейсмического сигнала. Для различного рода помех существуют специализированные фильтры, позволяющие фильтровать помехи без потерь полезного микросейсмического шума.

Для фильтрации широкополосных помех используются: фильтр Баттерворта, фильтры нижних и верхних частот, полосовые фильтры, комбинированные, адаптивные. Выбор конкретного фильтра зависит от характеристик сигнала и помех, а также от требований конкретного исследования. Обычно для фильтрации широкополосных помех применяется фильтр Баттерворта, так как на его основе можно проектировать все типы фильтров.

Фильтр Баттерворта – это тип частотного фильтра, применяемый для обработки сигналов. Основным принцип работы данного фильтра заключается в подавлении или пропуске определенных частот сигнала. Он является оптимальным фильтром с минимальной амплитудной характеристикой в полосе пропускания [3].

В данной статье приведен пример фильтрации микросейсмического сигнала с широкополосной помехой (рис. 1). В качестве объекта исследования выступает синтетический сигнал. В качестве фильтра применен фильтр Баттерворта. На рисунках 5, 6 представлены отфильтрованный сигнал без широкополосной помехи и спектрограмма отфильтрованного сигнала соответственно.

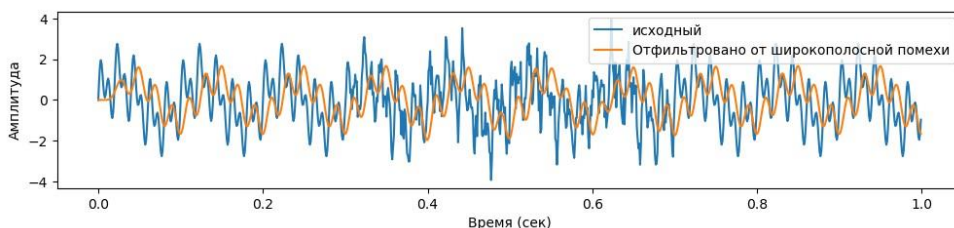


Рисунок 5. Отфильтрованный сигнал без широкополосной помехи

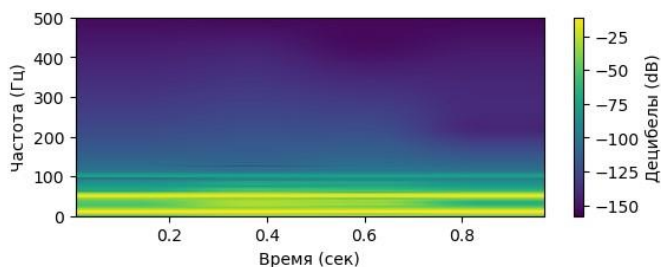


Рисунок 6. Спектрограмма отфильтрованного сигнала без широкополосной помехи

Как видно из рисунков 5, 6 фильтр Баттерворта успешно применяется для фильтрации микросейсмического сигнала от широкополосных помех.

Для фильтрации импульсных помех применяются различные типы фильтров, в зависимости от конкретной задачи и требований. Чаще всего для фильтрации импульсных помех применяются фильтр Калмана и медианный фильтр.

Фильтр Калмана – эффективный рекурсивный фильтр. Алгоритм фильтра состоит из двух фаз: прогноз и коррекция. Основан фильтр Калмана на математической модели системы, которая описывает изменение состояния объекта во времени. В случае микросейсмических сигналов, этот объект - поверхность земли, а состояние - ее положение и скорость. Фильтр Калмана использует измерения сигналов для обновления и корректировки оценок состояния объекта [2].

Медианный фильтр представляет собой оконный фильтр, последовательно скользящий по массиву сигнала, и возвращающий на каждом шаге один из элементов, попавших в окно (апертуру) фильтра. Ширина медианного фильтра выбирается с учетом того, что он способен подавить импульс шириной $(n-1) / 2$ отсчетов, при условии, что n — нечетное число [4].

В данной статье приведен пример фильтрации микросейсмического сигнала с импульсной помехой (рис. 3). В качестве объекта исследования выступает синтетический сигнал. В качестве фильтра применен фильтр Калмана. На рисунках 7, 8 представлены отфильтрованный сигнал без импульсной помехи и спектрограмма отфильтрованного сигнала соответственно.

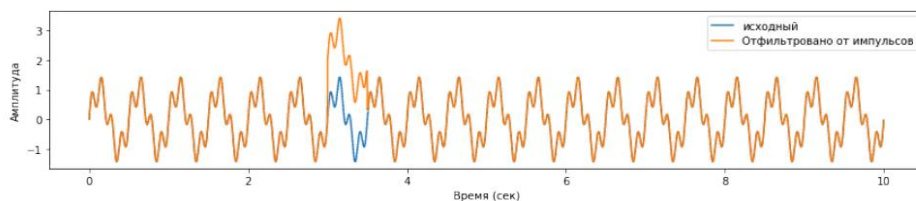


Рисунок 7. Отфильтрованный сигнал без импульсной помехи

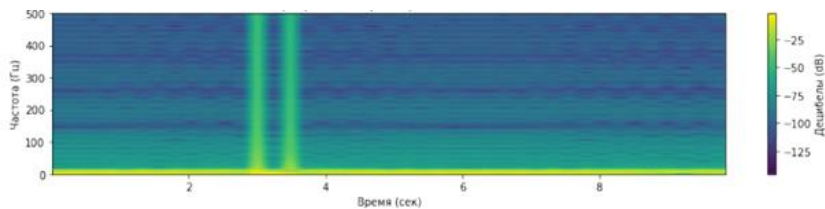


Рисунок 8. Спектрограмма отфильтрованного сигнала без импульсной помехи

Как видно из рисунков 7, 8 с помощью фильтра Калмана не реализуется фильтрация микросейсмического сигнала. После проведенных исследований был сделан вывод, что единственным выходом реализации фильтрации микросейсмического сигнала от импульсной помехи является применение метода разбиения сигнала на части равной длительности – кадры, для каждого из которых вычисляется его энергия в частотном диапазоне аномалии [1]. Разбив

микросейсмический сигнал на кадры, проведена фильтрация микросейсмического сигнала с импульсной помехой по энергии кадра (рис. 9).

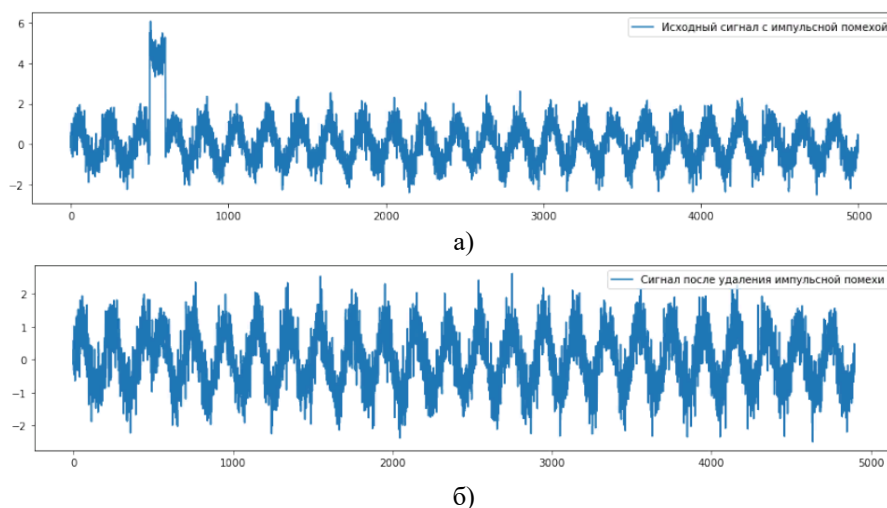


Рисунок 9. Фильтрация по энергии кадра:

а) исходный сигнал с импульсной помехой, б) сигнал после удаления импульсной помехи

Как видно из рисунка 9 фильтрация микросейсмического сигнала успешно реализуется по энергии кадра. На рисунке 10 представлена спектрограмма отфильтрованного сигнала по энергии кадра.

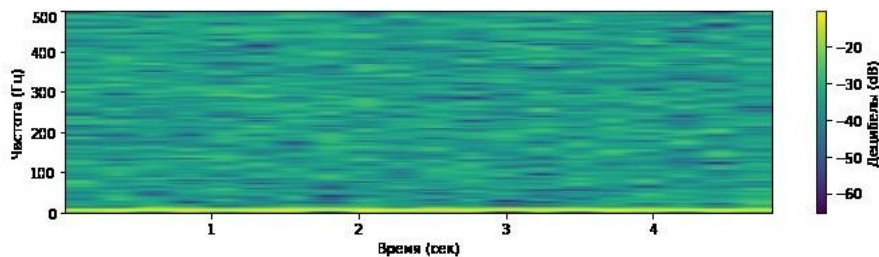


Рисунок 10. Спектрограмма отфильтрованного сигнала по энергии кадра

Заключение. Результаты проведенных исследований показывают, что выбор конкретного фильтра зависит от индивидуальных характеристик каждого сигнала и помех, а также от требований конкретного исследования. На основе проведенной фильтрации синтетического микросейсмического сигнала можно сделать вывод, что применение фильтров ограничено. Каждый сигнал требует тщательной проработки и тестирования на различных фильтрах для дальнейшего проведения сравнительного анализа и выбора лучшей интерпретации сигнала с сохранением полезной информации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бережной, Д.В., Биряльцев, Е.В., Биряльцева, Т.Е., Кипоть, В.Л., Рыжов В.А., Тумаков, Д.Н., Храменков, М.Г. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды [Текст] // Сб. НИИ математики и механики Казанского университета.-Казань. Изд-во Казанского государственного университета, 2008. – С. 360-386.
2. Лемешко, О.В. Фильтр Калмана. Теоретические основы и практическое применение [Текст] / О.В. Лемешко // Вестник магистратуры. – 2014. – №6(33). – Том 1. – С. 4.
3. Лэм, Г. Аналоговые и цифровые фильтры [Текст] / Г. Лэм // Москва. Мир. – 1982. – С. 592.
4. Рудейко, А.Н. Фильтрация импульсных помех при параметрическом оценивании случайных сигналов [Текст] / А.Н. Рудейко // ДВНЗ "НГУ" – 2013. – С. 2.
5. Рыжов, В.А. Обработка микросейсмических сигналов в задаче пассивного низкочастотного сейсмического зондирования Земли [Текст] / В.А. Рыжов // Диссертация. – 2009. – С. 157.

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ

А.В. Липатов, П.И. Демидова

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Россия, Самара

lipatovalexander@mail.ru, demidovapolina7@gmail.com

Аннотация

В данной статье обозначены основные проблемы, которые возникают в процессе крепления ствола скважины. Нарушение целостности цементного камня, а также некачественно проведенные работы могут повлечь за собой технологические трудности. Рассмотрена математическая модель, учитывающая механические свойства буримых горных пород, радиус скважины, эффективное давление и фильтрацию закачиваемой жидкости, для определения ширины трещины на заданном расстоянии от центра скважины и подбора фракционного размера частиц тампонажного раствора.

Ключевые слова

Герметичность скважины, цементирование, крепление, раскрытие трещин, водопристок, моделирование.

Проблема, связанная с качеством проведения цементирования ствол скважины, является актуальной. Причины отсутствия полной изоляции заколонного пространства различные, например недостаточное сцепление цементного камня с обсадными трубами и стенками скважины, неверно подобранная рецептура раствора для конкретных скважин, отклонение от плана работ. Эти и другие причины обуславливают возникновение ряда технологических осложнений, сопровождающих процесс цементирования скважины. Большинство исследователей за основную причину обводнения скважин принимают некачественное цементирование обсадных колонн. Цементирование скважин с полной изоляцией затрубного пространства является необходимым, но недостаточным условием предотвращения обводнения скважин [3].

Некачественное цементирование обсадных колонн может привести к искажению перспективности разведываемых площадей, перетокам флюидов из одного пласта в другой, затрубным газопроявлениям и другим осложнениям [1]. В интервале продуктивного горизонта, качество цементирования оказывает решающее влияние на высоту конусов подошвенных вод под кустами эксплуатационных скважин за счет подъема по затрубному пространству [2].

В настоящее время крепление скважины считается успешным в случае создания необходимого контакта цементного камня с колонной обсадных труб и горными породами. При этом надежный контакт цементного раствора с породой обеспечивается за счет удаления фильтрационной корки со стенок скважины перед заполнением затрубного пространства цементным раствором. Для улучшений полноты замещения промывочной жидкости цементным раствором в кольцевом пространстве используют центраторы-турбулизаторы, буферные жидкости и различные технологические приемы.

В процессе цементирования скважины не учитывается факт раскрытия естественных трещин в породе. Данное осложнение относится к геологическому и влечет за собой еще одну причину некачественно проведенной работы и отсутствие герметичной системы. С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота горизонтальных и пологих трещин, как правило, снижаются.

По раскрытию трещины делят на тонкие ($< 1,0$ мм), мелкие (1,5 мм), средние (5–20 мм), крупные (20–100 мм) и очень крупные (> 100 мм). Наличие в породе трещин размером от 0,1 до 1,0 мм при определенных условиях уже может оказаться достаточным для возникновения поглощения.

Раскрытие трещин определяет выбор размера частиц и количество вводимого тампонажный раствор наполнителя, а также состав тампонажных смесей.

Для снижения вероятности возникновения осложнений связанных с возникновением естественных трещин в пласте, в настоящей работе предлагается производить моделирование процесса раскрытия трещины в скважине с помощью метода конечных элементов. Данная математическая модель позволит оценить ширину трещины на заданном расстоянии от стенки скважины и ее объем с учетом фильтрации жидкости в пласт [4].

Для рассмотрения механизма раскрытия трещины в скважине с оценкой кольцевых напряжений во время раскрытия и закупорки трещины, был поставлен численный эксперимент с использованием метода конечных элементов. Для этого была создана модель упругой деформации в скважине до и после установки цементной пробки в трещину на различном расстоянии от стенки скважины.

Данный эксперимент показал, что кольцевые напряжения повышаются после создания трещины и при увеличении дальности установки пробки, также увеличение раскрытия трещины приводит к уменьшению растягивающих напряжений на конце трещины, что приводит к более сложному ее распространению.

Таким образом, полученная формула позволяет более точно определить ширину трещины на заданном расстоянии от центра скважины, в результате чего более точно выполнять подбор фракционного состава тампонажного раствора и сформировывать цементную пробку в трещине на требуемом интервале.

Для осуществления технологии в скважине предлагается применение тампонажного раствора на основе полиакриламида со следующими характеристиками:

✓Применения при низких, нормальных и умеренных температурах;

✓Плотность реагента равна 1,55 г/см³;

✓Значение вязкости 23,5 сП;

✓Для регулирования свойств: ускоритель и замедлитель для регулирования времени гелеобразования в зависимости от температурного режима интервала проведения работ;

✓Прочностные характеристики образцов состава на изгиб в разы превышают показатели ПТЦ

✓Данная технологи имеет жизнь при значении приемистости до 100-150 м³/сут

✓Мелкодисперсная структура реагента

Таким образом, разработанная математическая модель, учитывающая механические свойства буримых горных пород, радиус скважины, эффективное давление и фильтрацию закачиваемой жидкости, позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины и объем образованной трещины с учетом фильтрации тампонажного раствора в пласт. Подобранный рецептура реагента позволит обеспечить качественное цементирование скважины и создание герметичной системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Н.М. Шерстнев, Я.М. Расизаде, С.А. Ширинзаде. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении//Москва : Недра, 1979. - 304 с.
2. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении //Издательство УГНТУ, Уфа, 2000 г., 219 стр., УДК: 622.276.76, ISBN: 5-7831-0383-7
3. Городнов В.Д Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении//2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Недра, 1984. - 229 с.
4. Липатов А.В. Математическая модель раскрытия трещины в процессе упрочнения ствола скважины. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2016. С.258-264.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ
ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ В СМЕСИ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ И ЛИГНИТА**

Е.О. Игнатьева, И.Ю. Аверин

*Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»
г. Самара, Российская Федерация E-mail: ei120117@gmail.com*

В статье приведен алгоритм приготовления искусственных образцов обвальнoй породы. Целью данной статьи является рассмотрение результатов исследования изменения линейных размеров искусственных образцов обвальнoй породы на приборе LSM 2100, которые взаимодействуют со смесью лигнита и глинистой суспензии. Конструктивной особенностью прибора LSM 2100 является минимальное нагружение образцов 548,8 г (1,21 фунта).

Ключевые слова: глинистая суспензия, буровой раствор, лигнит, аргиллиты, осыпи, обвалы, тестер линейного набухания.

**INVESTIGATION OF THE STRENGTH OF ARTIFICIAL ROCKFALL
SAMPLES IN A MIXTURE OF CLAY SUSPENSION AND LIGNITE**

E.O. Ignatieva, I.Y. Averin

Institute of Oil and Gas Technologies, SamSTU, Russian Federation

E-mail: ei120117@gmail.com

The article presents an algorithm for the preparation of artificial rockfall samples. The purpose of this article is to review the results of a study of changes in the linear dimensions of artificial rockfall samples on the LSM 2100 device, which interact with a mixture of lignite and clay suspension. The design feature of the LSM 2100 device is the minimum sample loading of 548.8 g (1.21 lb).

Keywords: clay suspension, drilling mud, lignite, mudstones, scree, collapses, linear swelling tester.

В процессе бурения возникает достаточно много осложнений. И одним из осложнений является неустойчивость стенок скважины, из-за чего они осыпаются. Это значительно увеличивает время, затрачиваемое на процесс бурения [1 – 4]. Потеря устойчивости аргиллитов не связана с увеличением в объёме, которое характерно для глин монтмориллонитовой группы, поэтому в текущей работе рассмотрен подход, основанный на определении времени устойчивости искусственных образцов аргиллита под действием постоянной нагрузки. Для достижения однородности свойств исходных образцов применялись искусственные спрессованные цилиндры [5], что позволяет проводить сравнительные испытания ингибирующих составов.

В данной работе было проведено сравнительное исследование поведения искусственных образцов обвальнoй породы, преимущественно состоящей из аргиллита при малых нагрузениях, около 8 кПа, создаваемых массой штока прибора – 548,8 г в смеси глинистой суспензии и лигнита.



Рис. 1 – Фото сформированного образца обвальнoй породы

Этапы приготовления образцов:

1. Промывка и просушка шлама из интервалов залегания аргиллитов; измельчение на планетарной шаровой мельнице Retsch PM 100 (в течение 3 мин, с реверсом направления вращения через каждые 30 с и скоростью вращения 250 об/мин).

2. Просев на виброситах с разделением на две фракции: крупнее 0,250 мм и мельче 0,250 мм.

3. Увлажнение порошка аргиллита фракции менее 0,250 мм парами в эксикаторе над насыщенным раствором K_2SO_4 , для достижения максимальной гигроскопической влажности, в соответствии с ГОСТ 28268. Относительная влажность воздуха при 20 градусах Цельсия, над сульфатом калия – 0,97. Увлажнение проводилось в течении 7 дней.

4. Прессование цилиндрических образцов из увлажнённой обвальнoй породы массой 40 г в двухъячеечном компараторе путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi) в течение не менее 1,5 часов. Масса навески подбиралась с учетом рекомендаций по получаемой геометрии образцов. Так как в искусственных образцах наличие микроскопических трещин, а также дисперсности и микроскопических неоднородностей исключено, то отношение высоты к диаметру, при котором наступает стабилизация значений предела прочности цилиндрического

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

прессованного образца должна быть не менее 0,8. Образцы, исследуемые в данной работе, имели высоту 26 мм и диаметр 28,6 мм. Отношение высоты к диаметру составляло 0,9 (рис. 1). Фото готовых образцов приведены на рис. 2.



Рис. 2 – Фото образцов обвальной породы перед проведением эксперимента

Исследование искусственно сформированных образцов выполнялось в четырёх цилиндрах, которые помещались в смесь глинистой суспензии и лигнита. Фото проведения эксперимента представлено на рисунке 3.

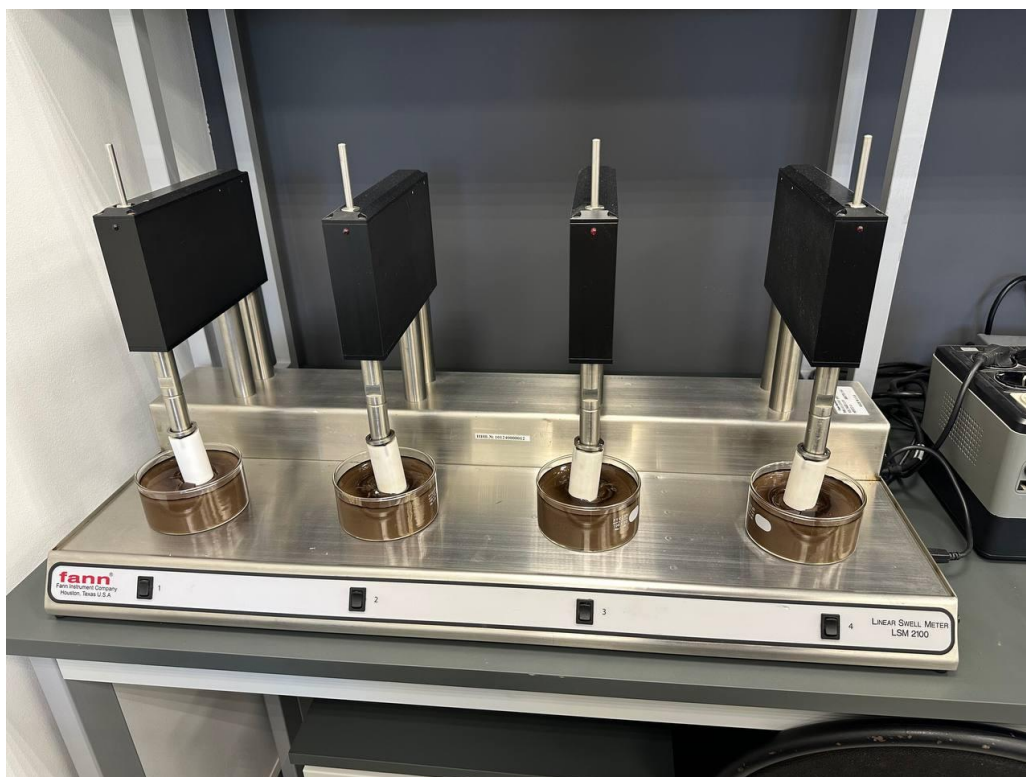


Рис. 3 – Фото проведения эксперимента на приборе LSM 2100

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

По графику на рис. 4 видно, что в смеси глинистой суспензии и органофильного лигнита образцы разрушились в интервале от 22 до 38 часов. В глинистой суспензии разрушение началось через 20 ч после начала эксперимента и полностью завершилось через 21 час [6].

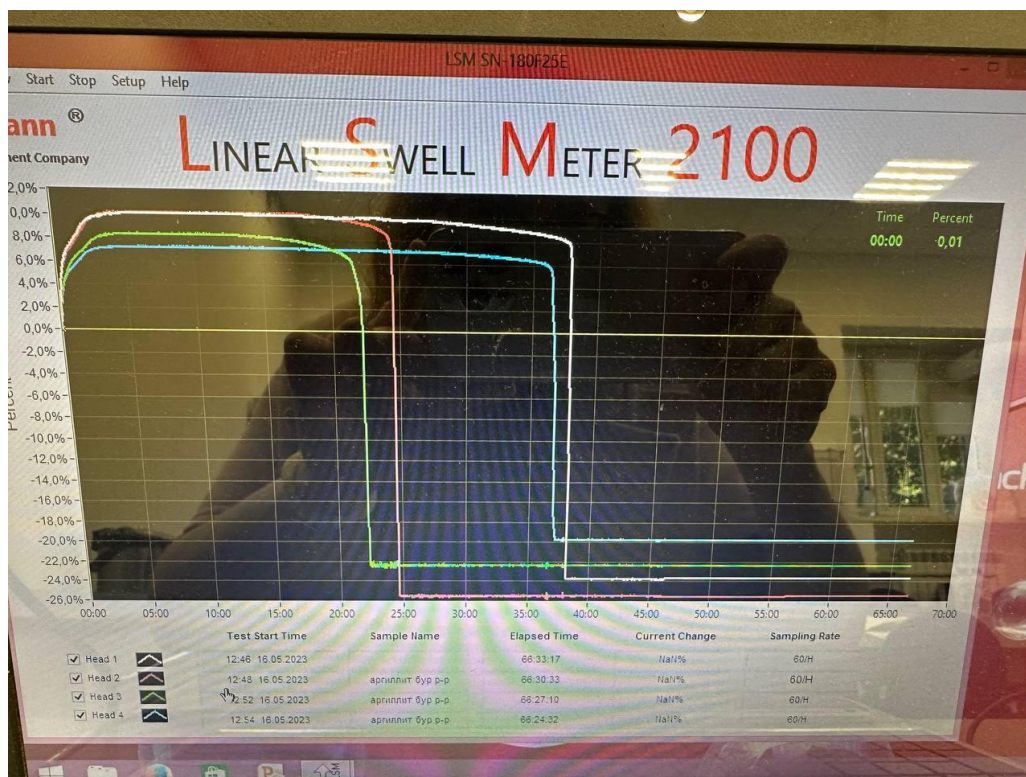


Рис. 4 – Результаты исследований на приборе LSM 2100

В дальнейшем авторы продолжают набирать статистику по исследованию влияния реагентов на прочность искусственных образцов обвальнй породы, для обоснования составов, применяемых для бурения интервалов, сложенных неустойчивыми породами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.
3. Капитонов, В. А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М. А. Ахмед // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.

4. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 2(243). – С. 40-44.
5. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е.В. Бойков [и др.] // В сб. Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.) / Полицелл, Спецбурматериалы, Нац. буров. сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. 172 с.
6. Игнатьева Е.О., Аверин И.Ю., Пронькин М.Е. Исследование прочности искусственных образцов обвальнoй породы в различных средах // Ашировские чтения: сб. статей – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. – С. 42-46.

УДК

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ СПУСКА
ОБСАДНЫХ КОЛОНН CRT**

Б.В. Каргин¹, С.В. Корнеев², Ю.А. Агеева³, П.Н. Букин³
kargin163@gmail.com, serkorneev@mail.ru, ageeva_julia04@mail.ru,
bukin.pavel@mail.ru

- 1 - ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», к.т.н., доцент кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин";
- 2 - АО «НК Конданефть» главный специалист ОСБ УСБ;
- 3 - ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», старший преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин».

г. Самара, Россия

**ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF APPLYING CASING
RUNNING TOOL (CRT)**

B.V. Kargin¹, S.V. Korneev², Yu.A. Ageeva¹, P.N. Bukin¹
Samara State Technical University¹, JSC «NK Kondanef»²
Samara, Russia
kargin163@gmail.com, serkorneev@mail.ru, ageeva_julia04@mail.ru,
bukin.pavel@mail.ru

Аннотация.

Спуск обсадных колонн является одной из важнейших операций при бурении скважин, так как от него зависит качество и надежность изоляции ствола скважины от окружающих пластов. Приведен обзор систем спуска обсадных колонн CRT на различных месторождениях и дана оценка их преимуществ и недостатков по сравнению с традиционными методами.

Abstract. Casing running is one of the most important operations during well drilling, since the quality and reliability of borehole isolation from surrounding formations depends on it. Traditionally, casing strings are run using a hook hanger and elevator, which requires a lot of time and resources, and also increases the risk of casing damage and sticking. However, in order to improve efficiency and safety, special CRT (Casing Running Tool) casing running systems have been developed to allow the casing to be run with rotation, flushing and cementing using the top drive of the rig. This article examines the CRT casing systems in various fields and assesses their advantages and disadvantages over conventional methods.

Ключевые слова: обсадные колонны, системы спуска обсадных колонн CRT, Casing Running Tool, обсадные трубы, спуско-подъемные операции, изоляция ствола скважины, модуль захвата и вращения, износ и повреждение оборудования, буровой башмак.

Keywords: casing strings, CRT casing rigging systems, Casing Running Tool, casing strings, running and lifting operations, WS insulation.

Традиционная система спуска обсадных колонн осуществляется при помощи крюкового подвеса и элеватора, что требует большого количества времени и ресурсов, а также повышает риск повреждения обсадных труб и прихвата колонны [1].

В целях повышения эффективности и безопасности разработаны специальные системы спуска обсадных колонн CRT (Casing Running Tool), приведенные на рис.1, благодаря которым обсадная колонна может осуществлять спуск с вращением, промывкой и цементированием при помощи верхнего привода буровой установки [2-4].



Рисунок 1 – Общий вид системы спуска обсадных колонн casing running tool

Для понимания системы CRT следует упомянуть о типовом комплекте поставляемого оборудования, из чего состоит данная система.

Системы спуска обсадных колонн CRT состоят из специальных инструментов, которые устанавливаются на верхний привод буровой установки и

позволяют осуществлять спуск обсадной колонны с вращением, промывкой и цементированием.

Ниже приведены некоторые примеры инструментов для спуска обсадных колонн CRT:

- Модульный механически управляемый инструмент для спуска обсадных колонн DWCRT.
- Система спуска обсадных колонн для бурения на ОК или спуска с вращением на буровых установках с верхним приводом CRT MD.
- Система спуска обсадных колонн с электрогидравлическим управлением CRTe, рис.2: это инновационный инструмент, который может использоваться для спуска обсадных колонн диаметром от 114 до 194 мм.



Рисунок 2 – Система спуска обсадных колонн с электрогидравлическим управлением

Инструмент также имеет возможность циркулировать жидкость через центральный канал и подключаться к системе контроля свинчивания резьбовых соединений.

Основные характеристики и параметры систем спуска обсадных колонн CRT представлены в табл. 1:

Таблица 1 - Характеристики и параметры систем спуска обсадных колонн CRT

Тип системы	Номинальная нагрузка, т	Диаметр колонны, мм	Максимальная грузоподъемность, т	Максимальный крутящий момент, Нм
DWCRT	120-690	114-762	13 000-85 000	17 600-115 200
CRT MD	120-420	178-508	13 000-50 000	17 600-67 700
CRTe	500	114-194	40 000	54 200

Как видно из таблицы, существует множество различных типов и моделей систем спуска обсадных колонн CRT, и каждая из них отличается от другой по своему принципу работы, конструкции, функционалу и характеристикам.

Если касаться положительных моментов системы спуска обсадных колонн CRT и её удобства в использовании, то стоит отметить, что вращение и промывка позволяют улучшить качество свинчивания резьбовых соединений, уменьшить трение между обсадной трубой и стенками скважины, а также предотвратить заклинивание или прихват колонны. Кроме того, через обсадную колонну и башмак циркулирует жидкость, которая промывает забой скважины, удаляет буровые отходы, стабилизирует давление и температуру в скважине, а также подготавливает пласт для цементирования. При необходимости жидкость может быть долита в забой скважины через боковые отверстия инструментов, что обеспечивает равномерное распределение цемента по всей длине обсадной колонны и забоя скважины и улучшает качество изоляции ствола скважины от окружающих пластов. Таким образом, и качество цементирования становится лучше, а технология вращения и промывки при спуске обсадных колонн CRT позволяет осуществлять спуск обсадной колонны с цементированием за один проход без необходимости использования дополнительного оборудования. Однако преимущества представленной системы на этом не заканчиваются. Некоторые из этих преимуществ можно перечислить следующим образом:

Во-первых, время на спуск обсадной колонны сокращается до 35%, так как системы спуска обсадных колонн CRT позволяют осуществлять спуск обсадной колонны с вращением, промывкой и цементированием за один проход без необходимости использования дополнительного оборудования, такого как крюковой подвес, элеватор, цементировочный насос и т.д. Помимо уменьшения затраченного в процессе спуска времени по сравнению с традиционными методами спуска обсадных колонн, данная система также уменьшает и время простоя буровой установки и к тому же повышает ее производительность.

Во-вторых, снижается риск прихвата колонны и повреждения обсадных труб. Системы спуска обсадных колонн CRT способствуют вращению обсадной колонны при помощи верхнего привода буровой установки, что, как уже было упомянуто выше, уменьшает трение между обсадной трубой и стенками скважины, а также предотвращает заклинивание или прихват колонны. Кроме того, данные системы спуска контролируют свинчивание резьбовых соединений при помощи специальной системы контроля, что снижает риск повреждения обсадных труб и утечки жидкости. За счёт этого повышается надежность и безопасность бурения скважин.

В-третьих, повышается и эффективность бурения на обсадной колонне. Системы спуска обсадных колонн CRT предоставляют возможность осуществлять бурение на обсадной колонне при помощи специальных бурильных насадок, которые устанавливаются на башмак обсадной колонны. Это делает вероятным продолжать бурение скважины без необходимости вытаскивать обсадную колонну и заменять ее бурильной колонной, что сокращает время на бурение скважины и повышает эффективность бурения.

В-четвёртых, сокращаются затраты на обслуживание и ремонт оборудования, так как представленные системы имеют простую и надежную конструкцию, которая

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

не требует частого обслуживания и ремонта. Помимо этого, системы спуска обсадных колонн CRT уменьшают износ и повреждение оборудования.

Таким образом, мы видим, что системы спуска обсадных колонн CRT являются новой и перспективной технологией для бурения скважин, которая имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами спуска обсадных колонн, и в этом заключается новизна данной технологии, табл.2.

Таблица 2 – Сравнительная таблица ССТ и CRT

Технические параметры	ССТ – Оборудование Российского производства	CRT – Оборудование импортного производства США, Канада.
Общий вид		
Длина оборудования	1.4 метра	1,85-2,9 метра
Масса, кг	130	350-600
Время монтажа	10 минут	От 30 минут
Размер колонны	168-340 мм типоразмеров в одном устройстве	Возможна замена в зависимости от производителя CRT
Время активации	20-30 секунд без необходимости установки колонны в клинья	От 1 минуты, требуется установка колонны в клинья
Мобилизация	Вертолет, вездеход – без спецтехники.	Требуется отдельный борт или спецтехника

Однако, помимо ряда преимуществ, данные системы имеют и некоторые недостатки, такие как высокая стоимость оборудования, необходимость специального обучения персонала, ограниченность диапазона диаметров колонн и т.д. Но, даже несмотря на это, мы видим, что системы спуска обсадных колонн CRT являются перспективной технологией для бурения скважин.

Системы спуска обсадных колонн CRT успешно применяются на различных месторождениях в России и за рубежом, поэтому мне также хотелось бы рассказать о некоторых из таких проектов.

- Залежи Северного Каспия, являющиеся одним из крупнейших нефтегазовых месторождений в мире. Используется система спуска обсадных колонн CRT MD для бурения на обсадной колонне. С помощью этой системы было успешно спущено более 1000 секций обсадных колонн диаметром от 177,8 до 508 мм на глубину до 5000 м. Бурение на обсадной колонне позволило сократить время бурения скважин на 30-40%, а также уменьшить риск прихвата колонны и повреждения обсадных труб.

- Западно-Сибирская провинция, считающаяся одним из основных нефтедобывающих регионов России. Используется система спуска обсадных колонн

CRTe для спуска обсадных колонн с вращением и цементированием. С помощью этой системы было успешно спущено более 500 секций обсадных колонн диаметром от 114 до 194 мм на глубину до 4000 м. Спуск обсадных колонн с вращением и цементированием улучшил качество цементирования, а также уменьшил время на спуск обсадной колонны до 35%.

- Месторождение Сахалина, которое является крупнейшим нефтегазовым проектом в России. Применяется система спуска обсадных колонн DWCRT для спуска обсадных колонн с вращением и цементированием. Благодаря этой системе было успешно спущено более 300 секций обсадных колонн диаметром от 114 до 762 мм на глубину до 6000 м. Спуск обсадных колонн с вращением и цементированием позволил повысить эффективность бурения на обсадной колонне и также уменьшить риск прихвата колонны и повреждения обсадных труб.

- Месторождение Северного моря: данный регион в целом считается одним из ведущих нефтегазовых регионов в Европе. Применяется система спуска обсадных колонн CRTi для спуска обсадных колонн с вращением и цементированием. С помощью этой системы было успешно спущено более 200 секций обсадных колонн диаметром от 177,8 до 508 мм на глубину до 7000 м. Спуск обсадных колонн с вращением и цементированием также позволил сократить время на спуск обсадной колонны до 35% и повысить качество цементирования.

- Нефтегазоносный бассейн Персидского залива: Персидский залив – богатейшее нефтегазовое месторождение. Используется система спуска обсадных колонн CRTe для спуска обсадных колонн с вращением и цементированием. С помощью этой системы было успешно спущено более 100 секций обсадных колонн диаметром от 114 до 194 мм на глубину до 5000 м. Спуск обсадных колонн с вращением и цементированием тоже поднял эффективность бурения на обсадной колонне и снизил вероятность прихвата колонны и повреждения обсадных труб.

Эти примеры показывают, что системы спуска обсадных колонн CRT являются востребованными и эффективными технологиями для бурения скважин на различных месторождениях.

Выводы

Системы спуска обсадных колонн CRT решают многие проблемы и задачи, связанные с традиционными методами спуска обсадных колонн, и имеют ряд преимуществ и недостатков.

Необходимо продолжать их развитие и совершенствование, а также расширять сферу их применения на различных месторождениях и, конечно же, проводить дальнейшие исследования по оценке экономической целесообразности и экологической безопасности систем спуска обсадных колонн CRT.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каминский Е.Ю. Особенности сооружения скважин на нефть и газ бурением на обсадных трубах. [Электронный ресурс].

2. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling // Нефть. Газ. Новации. – Краснодар, 2011. – № 12. – С. 34-40.
3. Фаткулин С.А. «Второе дыхание» технологии бурения на обсадной колонне. / С.А. Фаткулин, Д.П. Гумич, Забуга С.В. и др. // Бурение и нефть. – 2019. – №4. – С. 30-34.
4. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. – М: Газпром Экспо, 2010. – № 4. - С. 6-11.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ В УСЛОВИЯХ АНПД

В.Н. Кучин, И.М. Овчинникова, В.В. Минибаев

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

199106, г Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 2

e-mail: kuchin_VN@pers.spmi.ru, s191271@stud.spmi.ru

Аннотация. В работе рассмотрены буровые растворы на основе прямых эмульсий в качестве способа борьбы с осложнениями в зонах аномально низких пластовых давлений. Представлены основные различия двух типов эмульсионных растворов. Проведен анализ существующих буровых растворов для вскрытия пластов с аномально низкими пластовыми давлениями. Рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний различных буровых растворов на основе эмульсии первого рода. Определены перспективы развития дальнейших исследований растворов на основе прямой эмульсии.

Ключевые слова: бурение скважин, буровые растворы, прямая эмульсия, аномально низкие пластовые давления.

Введение. Проблема аномально низких пластовых давлений (АНПД) является нередкой в российской практике строительства скважин. Данная особенность зачастую связана с различными техногенными факторами, такими как неравномерная выработка запасов, неполная компенсация извлеченного сырья флюидом, закачиваемым в нагнетательные скважины, и истощением ресурсной базы, что имеет место на поздней стадии разработки месторождения.

Проблемой при бурении таких пластов является оказываемая буровым раствором репрессия и негативное воздействие его фильтрата на пласт. Превышение давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением является причиной повреждения продуктивного пласта вследствие загрязнения его фильтратом, что ведет к снижению уровня добычи. Глубина проникновения фильтрата напрямую зависит от величины репрессии на пласт: чем больше репрессия, тем больше скорость и глубина проникновения фильтрата. Наибольшие повреждения от фильтратов получают пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [1]. Помимо снижения коллекторских свойств при вскрытии пластов с АНПД возникает риск поглощений бурового раствора при неправильно подобранной его

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

плотности, в результате чего происходят такие осложнения, как дифференциальные прихваты, обвалообразования и др.

Из вышеперечисленных проблем вытекает необходимость применения растворов с низкой плотностью для первичного вскрытия пластов. В настоящее время для этой цели применяют несколько видов технологических жидкостей: аэрированные жидкости, облегченные (например, алюмосиликатными микросферами [2]) растворы на водной основе, эмульсионные растворы. Рассмотрим подробнее эмульсионные растворы.

Краткие теоретические сведения об эмульсионных буровых растворах. Выделяют два вида эмульсионных растворов:

- эмульсии первого рода («масло в воде» или прямые эмульсии);
- эмульсии второго рода («вода в масле» или обратные (инвертные) эмульсии),

которыми являются растворы на углеводородной основе (РУО).

Буровые растворы на водной основе отличаются меньшей стоимостью и экологическим уроном, но РУО лучше справляется с ингибированием глин и поддержанием стабильности ствола скважины, которое обеспечивается низкими коэффициентами трения [6]. Преимущества и недостатки существующих типов растворов для вскрытия пластов с АНПД приведены в таблице.

Таблица

Преимущества и недостатки растворов для вскрытия пластов с АНПД

Тип раствора	Преимущества	Недостатки
Растворы на водной основе (РВО) [1]	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая стоимость – Экологическая безопасность 	<ul style="list-style-type: none"> – Высокая плотность – Риск возникновения поглощений и других осложнений – Загрязнение ПЗП
Облегченные микросферами растворы на водной основе [2]	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая плотность – Плотная фильтрационная корка 	<ul style="list-style-type: none"> – Седиментационная нестабильность – Невозможность использования всех ступеней системы очистки раствора
Аэрированные жидкости / пены [2]	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая плотность 	<ul style="list-style-type: none"> – Требуется дорогостоящее оборудование – Абразивный износ оборудования
Растворы на углеводородной основе (РУО) [3]	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая плотность – Высокие смазывающие и ингибирующие способности 	<ul style="list-style-type: none"> – Высокая стоимость – Экологическая опасность – Пожароопасность
Прямые эмульсии [4, 5]	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая плотность – Стоимость ниже, чем у РУО – Отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании – Пожаробезопасность 	<ul style="list-style-type: none"> – Низкая термостабильность (до 80-90°С)

Отличие прямой эмульсии от обратной заключается в типе вещества фазы. Прямая эмульсия представляет собой водную среду с микроскопическими каплями масляной фазы. В инвертной эмульсии наоборот – среда представлена органической жидкостью, а фаза – каплями воды или рассола. Обычно, фаза составляет меньшую

часть эмульсии, однако ее содержание может достигать 74% объема без изменения структуры капель или коалесценции [6]. Это означает, что в эмульсии первого рода содержание углеводородов меньше, чем в РУО. Этот факт делает эмульсию первого рода дешевле и экологичнее раствора на углеводородной основе. Еще одним преимуществом РУО является высокая ингибирующая способность, которая обусловлена тем, что водная составляющая, выступающая в роли фазы, не может взаимодействовать с глинами, вследствие чего набухания глин не происходит [7].

Использование РУО является наиболее популярным решением для вскрытия продуктивных пластов. Однако из-за разницы давлений буровой раствор может проникать в пласт, нанося ущерб почве и подземным водам. Учеными был проведен ряд исследований, направленный на поиск решений по уменьшению вреда от применения РУО. Были сделаны попытки изменять добавки и углеводородную составляющую раствора, но ни одно из этих исследований не получило практического применения [8].

В данной статье уделено внимание растворам на основе эмульсии первого рода.

Опыт использования буровых растворов на основе эмульсии первого рода. Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" проводили сравнение применения раствора на водной основе и эмульсионного раствора пониженной плотности [1]. В ходе исследования были сделаны следующие выводы:

1. Буровой раствор на основе эмульсии первого рода позволил добыться на практике оптимальной плотности, которая составляет $980-1000 \text{ кг/м}^3$, что позволило снизить репрессию на пласт на 1,5-3 МПа;

2. Вскрытие продуктивных пластов проницаемостью 100-500 мД на эмульсионном растворе пониженной плотности позволило снизить репрессию на пласт при сопоставимых дебитах. В случае же вскрытия пластов проницаемостью 10-100 мД на аналогичном растворе помимо снижения репрессии на пласт наблюдалось также повышение дебита по нефти. В скважинах, вскрывающих пласт с проницаемостью 10-50 мД на эмульсионном растворе, не наблюдалось падение дебита на протяжении полугода.

Также на российском рынке представлена система раствора BARADRIL-N®/Mineral Oil [9].

Исследователи ставили перед собой задачу создания раствора, обеспечивающего минимальную репрессию на пласт, содержащего оптимальное количество ингибирующих и кольматирующих компонентов. Это необходимо, чтобы минимизировать повреждение пласта.

Промывочная жидкость BARADRIL-N®/ Mineral Oil является прямой эмульсией, в которой процентное содержание углеводородной фазы можно изменять в пределах 20 – 40 %, что позволяет регулировать плотность раствора в диапазоне $0,94 - 1,04 \text{ г/см}^3$.

Раствор прошел лабораторные исследования и был применен на Кечимовском месторождении. На экспериментальных скважинах были достигнуты удовлетворительные показатели первичного вскрытия, что позволило увеличить нефтеотдачу пласта без дополнительных технологических операций (свабирование, ОПЗ и т.д.): дебиты, полученные в результате опытно-промышленных работ (ОПР), превышали плановые значения.

В работе [10] описан опыт применения системы BARADRIL-N/XP-07 на Кошильском месторождении. Вскрываемый интервал сложен низкопроницаемыми

породами, содержащими глинистые пропластки, что при условии низких пластовых давлений создает опасность возникновения прихватов, поглощений, осыпей и обвалов.

В состав системы входят ингибирующие компоненты для безопасного вскрытия глинистых отложений и используемое в фармацевтике синтетическое масло, обеспечивающее экологическую безопасность раствора. Раствор имеет низкие показатели водоотдачи, все его компоненты кислоторастворимы.

Применение данного раствора для вскрытия пласта ЮВ₁ позволило сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечив минимальную репрессию при вскрытии и минимизировав тем самым риск возникновения поглощений.

В статье [11] описан опыт применения раствора на основе прямой эмульсии Direct Emulsion (DEM).

Высокое содержание углеводородной фазы по сравнению со стандартным биополимерным раствором позволило обеспечить необходимые смазывающие способности, низкую водоотдачу и плотную фильтрационную корку.

В исследовании сравнивали степень восстановления проницаемости образцов керна после воздействия на них следующими растворами:

- KCl-биополимерный раствор;
- DEM.

Результаты показали, что DEM оказывает меньшее влияние на свойства коллектора, чем биополимерный.

Успешность лабораторных тестов стала основанием для проведения ОПР. В результате проведения ОПР была подтверждена возможность применения этой системы бурового раствора для строительства скважин, имеющих длину горизонтального окончания более 1000 метров, с использованием ВЗД. Ранее это удавалось только при помощи бурения с дорогостоящей РУС. Фактические дебиты скважин, пробуренных на DEM, оказались на 5% выше плановых.

Заключение. На сегодняшний день существует недостаточно исследований растворов на основе прямой эмульсии. Им не уделено должного внимания, потому что предпочтительным является применение проверенных годами решений, таких как растворы на углеводородной основе. Но, тем не менее, из существующих исследований удалось выяснить, что применение прямой эмульсии:

1. Не требует дополнительного оборудования для ее приготовления;
2. Позволяет снизить репрессию на пласт;
3. Сокращает количество осложнений и аварий в процессе бурения (поглощений, дифференциальных прихватов, потерь раствора и инструмента в скважине и др.);
4. Позволяет применять стандартное буровое оборудование;
5. Обеспечивает экологичность и пожаробезопасность.

По результатам малочисленных лабораторных исследований и ОПР можно назвать данную тему достаточно перспективной и несущей за собой новые возможности для первичного вскрытия пластов с аномально низкими давлениями.

Анализируя существующий опыт, представляется целесообразным разработка состава раствора на основе прямой эмульсии, удовлетворяющего различным требованиям в процессе бурения. В первую очередь такой состав должен быть стабильным в течение длительного времени, при высоких температурах и при загрязнении твердыми частицами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бакиров Д.Л. и др. Применение буровых растворов пониженной плотности для повышения качества вскрытия продуктивных пластов с АНПД // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - №10. - С. 39-42.
2. Бабушкин Э.В. Разработка технологии применения облегченных промывочных жидкостей для повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов: автореф. дис. канд. тех. наук: 25.00.15. - Уфа, 2011. - 24 с.
3. Нуцкова М.В. и др. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // Вестник Пермского Национального исследовательского политехнического университета. - 2019. - №2. - С. 138-149.
4. Некрасова И.Л. и др. Опыт применения буровых растворов низкой плотности для первичного вскрытия продуктивного пласта на месторождениях Пермского края // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - №12. - С. 24–31.
5. Гайдаров А.М. и др. Разработка и приготовление облегченных клатратных эмульсий для заканчивания скважин на Астраханском ГКМ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - №6. - С. 25–32.
6. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. - 2-е изд. - М.: Химия, 1975. - 512 с.
7. Будовская М.Е. и др. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 3. С. 29–34.
8. Исаев Р.А. Анализ распределенных петрофизических характеристик разрезов и их связи с поглощением при бурении скважин на старых месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями // SOCAR Proceedings. Oil Gas Scientific Research Project Institute. - 2023. - №1. - С. 35-42.
9. Тихонов Е.В. и др. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири - прямая эмульсия “масло в воде” VARADRIL-N®/Mineral Oil // Бурение и нефть. - 2013. - №10. - С. 50-52.
10. Аксенова Н.А., Липатов Е.Ю., Харитонов Т.А. Опыт строительства горизонтальных скважин на Кошильском месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2018. - №4. - С. 34-37.
11. Камаев И.В. и др. Бурение горизонтальных участков скважин с применением бурового раствора на основе прямой эмульсии и винтового забойного двигателя // Бурение и нефть. - 2023. - №3. - С. 48-51.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВЛЕНИЯ ГУМАТА КАЛИЯ К СМЕСИ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ОБВАЛЬНОЙ ПОРОДЫ

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

*Институт нефтегазовых технологий, ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Российская Федерация
E-mail: ei120117@gmail.com*

В статье описан алгоритм приготовления искусственных образцов обвальной породы. Также в статье рассмотрены результаты влияния гумата калия на разрушение аргиллита при сравнительных исследованиях изменения линейных размеров искусственных образцов обвальной породы на приборе LSM 2100. Конструктивной особенностью прибора LSM 2100 является минимальное нагружение образцов 548,8 г (1,21 фунта).

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

THE EFFECT OF ADDING POTASSIUM HUMATE TO A MIXTURE OF CLAY SUSPENSION IN THE STUDY OF THE STRENGTH OF ARTIFICIAL ROCKFALL SAMPLES

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

Institute of Oil and Gas Technologies, SamSTU, Russian Federation
E-mail: ei120117@gmail.com

The article describes an algorithm for preparing artificial samples of rockfall. The article also discusses the results of comparative studies of changes in the linear dimensions of artificial rockfall samples on the LSM 2100 device. The design feature of the LSM 2100 device is the minimum loading of samples of 548.8 g (1.21 lb).

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

Одной из важных проблем, с которыми сталкиваются при бурении нефтяных и газовых скважин, является разрушение аргиллитов – не набухающей глинистой породы. Разрушение аргиллита может приводить к серьезным последствиям, таким как обвалы стенок скважины, потеря ценных ресурсов и снижение производительности скважин.

Гумат калия является природным органическим соединением, производимым из гумуса – незаменимого компонента почвы. Он обладает высокой биологической активностью и способен активно взаимодействовать с глинистыми породами.

В текущей работе рассмотрен подход, основанный на определении времени устойчивости искусственных образцов аргиллита под действием постоянной нагрузки. Для достижения однородности свойств исходных образцов применялись искусственные спрессованные цилиндры, что позволяет проводить сравнительные испытания ингибирующих составов. На протяжении опыта образцы находились под воздействием штока массой 548,8 г, который создаёт нагружение около 8 кПа, в среде глинистого бурового раствора с добавлением гумата калия.

Методика проведения эксперимента и этапы приготовления образцов описаны в [6]. Основные этапы формирования образцов выключали: промывка и просушка шлама из интервалов залегания аргиллитов; измельчение на планетарной шаровой мельнице RetschPM 100; просев на виброситах с отделением фракции мельче 0,250 мм; увлажнение порошка аргиллита парами в эксикаторе над насыщенным раствором K_2SO_4 , для достижения максимальной гигроскопической влажности, в соответствии с ГОСТ 28268; прессование цилиндрических образцов из увлажнённой обвальской породы массой 40 г в двухъярусном компараторе путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi). Фото полученных образцов представлено на рис. 1.



Рис. 1 – Фото образцов обвальской породы перед проведением эксперимента

Исследования проводились в среде глинистой суспензии, для приготовления которой бралось: 1,5 г кальцинированной соды, 1,5 г каустической соды, 80 г бентонита марки ПБМА на 1 литр воды. Два образца заливались полученным глинистым раствором, а третий и четвертый цилиндр были заполнены описанной глинистой суспензией с добавлением в нее 10 г гумата калия. Фото проведения эксперимента представлено на рисунке 2.



Рис. 2 – Фото проведения эксперимента на приборе LSM 2100

По графику на рис. 3 видно, образцы не разрушились. Из этого сделано предположение, что добавление гумата калия существенно повышает устойчивость образцов.

Таким образом, использование гумата калия в бурении нефтяных и газовых скважин позволяет эффективно снизить разрушение аргиллита.

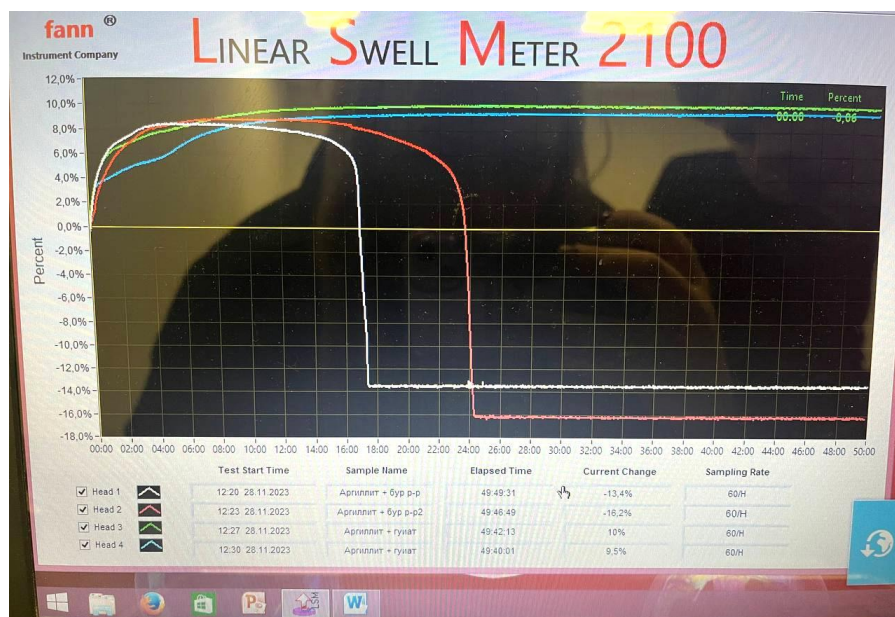


Рис.3 –Результаты исследований на приборе LSM 2100

Дальнейший потенциал исследований авторы видят в модификации буровых растворов добавлением различных реагентов и измерении остаточной прочности неразрушенных образцов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Капитонов, В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22-25.
3. Капитонов, В. А. Ингибирование аргиллитов при бурении скважин Самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М. А. Ахмед // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1(242). – С. 22-24.
4. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 2(243). – С. 40-44.
5. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов / Е. В. Бойков [и др.] // В сб. Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: материалы XX Международной научно-практической конференции (7-10 июня 2016 г.) / Полицелл, Спецбурматериалы, Нац. буров. сервис. – Владимир: Аркаим, 2016. 172 с.
6. Игнатьева Е.О., Аверин И.Ю., Пронькин М.Е. Исследование прочности искусственных образцов обвальнoй породы в различных средах // Ашировские чтения: сб. статей – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. – С. 42-46.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

А.А. Губинский, А.М. Зиновьев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

sanek.guba2@gmail.com

Аннотация. Система внутрипромысловых трубопроводов играет важную роль в осуществлении ряда как технологических, так и технических мероприятий по транспортировке флюида, сохранению бесперебойного режима работы и экологически безопасной работе. Под влиянием осложнений, возникающих от физико-химических свойств флюида и коррозионных повреждений металла трубы, состояние промысловых трубопроводов падает с увеличением срока эксплуатации. В настоящее время обеспечение надежности и безопасной транспортировки являются приоритетными задачами, так как при эксплуатации промысловых трубопроводов возрастает количество аварий и отказов, возникающих при транспортировке флюида. В данной статье рассматриваются особенности состояния систем внутрипромысловых трубопроводов на месторождениях Российской Федерации.

Ключевые слова: Промысловые трубопроводы, внутренняя коррозия, режим течения, флюид.

Строительство системы внутрипромысловых трубопроводов осуществляется в различных геологических, топографических и климатических условиях, что приводит к разработке для каждой системы своей прокладки. На территории Российской Федерации при изготовлении трубы используются конструкционная низколегированная и легированная хромистая стали. Диаметр труб от 75 мм до 150 мм, толщина стенок варьируется от 4 мм до 50 мм в зависимости от физико-химических свойств транспортируемой среды. Увеличение аварийности тесно связано с появлением коррозии при малых скоростях течения флюида и от образования на стенках труб осадков и водяных подслоев. При эксплуатации промысловых трубопроводов факторами, которые негативно влияют на надежность и безопасную эксплуатацию, являются отложение неорганических солей и образование асфальтосмолопарафинистых отложений, водонефтяных эмульсий, а также гидратов.

По данным с месторождения А при эксплуатации флюида с плотностью - 930 кг/м³, вязкостью - 307,78 мм²/с, массовым содержанием парафинов - 3,1-4,29 % масс., смол - 15,4 % масс., асфальтенов - 0,22 % масс., серы - 0,25 % масс., механических примесей - 0,034 % масс. число ремонтов связанных с заменой трубопроводов на установке комплексной подготовки нефти значительно выше по сравнению с другими месторождениями. Большая часть аварий связана с появлением коррозии.

Промысловые трубопроводы подвержены как внутренней, так и внешней коррозии. На сегодняшний день основными методами защиты трубопровода от образования внешней коррозии являются: изоляция поверхности трубопровода, применение материалов, противостоящих разрушительной силе агрессивных сред, снижение воздействия агрессивной окружающей среды, использование

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

электрохимической защиты [1]. Наилучший эффект достигается при использовании комбинации этих методов.

Тем не менее, по статистике частота отказов систем внутрипромысловых трубопроводов от разрушения внутренней коррозии больше, чем от внешней коррозии. Ярким представителем внутренней коррозии является ручейковая коррозия, которая появляется при ламинарном режиме течения, когда происходит расслоение двух фаз - нефтяной и водной. Для предотвращения возникновения такой коррозии повышают давление перекачки или расход, но изменение таких параметров ограничено. На практике существуют устройства, благодаря которым есть возможность изменения режима течения. Такими устройствами являются: рассекатели, диспергаторы, турбулизаторы [2].

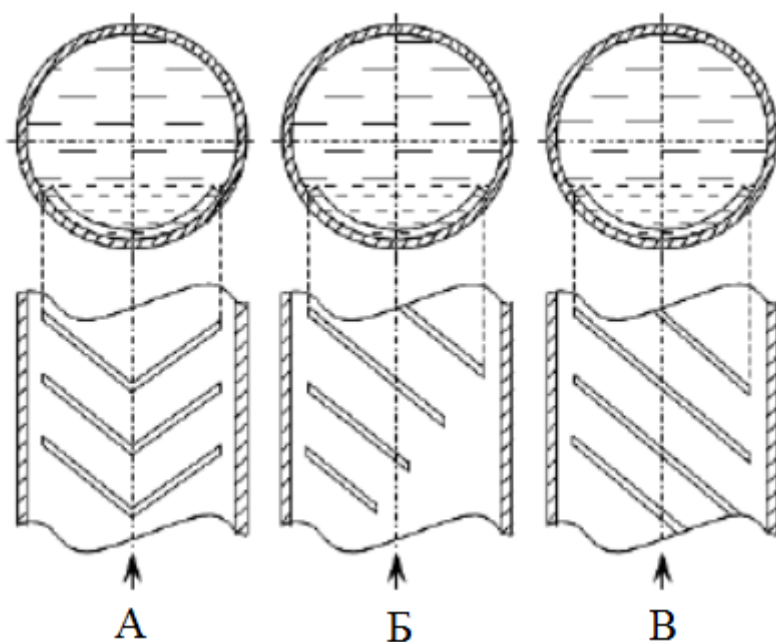


Рис. 1. Схема расположения рассекателей в трубопроводе [3]
А – конусное, Б – усеченное, В – не усеченное

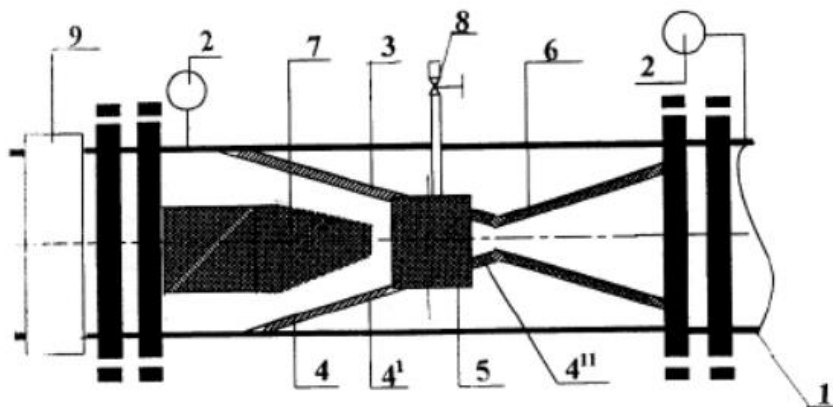


Рис. 2. Схема расположения диспергатора в трубопроводе [4]

1 - трубопровод, 2 - датчики контроля, 3 - диспергатор, 4 - конфузор, 4' - входной канал, 4'' - начало входного канала, 5 - камера, 6 - диффузор, 7 - рассекатель, 8 - источник подачи газа

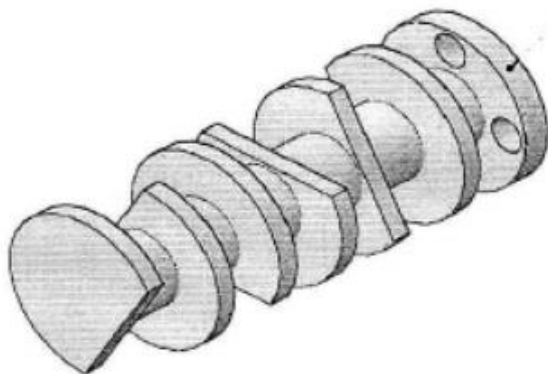


Рис. 3. Внешний вид турбулизатора [5]

Использование диспергаторов связано с большими потерями энергии на перемещение высоковязких нефтей по трубопроводу. Также, их установку нужно проектировать на байпасные линии, что приводит к повышению затрат.

Турбулизаторы в свою очередь сложны по строению и монтажу по сравнению с рассекателями. И также, как и диспергаторы, их нужно выносить на байпас, что приводит к повышению затрат.

Рекомендуем использовать на месторождении А рассекатели, так как они показывают наилучшие результаты борьбы с ручейковой коррозией, легки в своем использовании, и решают проблемы, которые возникают при применении диспергаторов и турбулизаторов, что делает их экономически выгодными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айдуганов В.М., Волкова Л.И. Опыт строительства и эксплуатации трубопроводов из металлопластмассовых труб. Бугульма, 2006.
2. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2003.
3. Подавалов И.Ю. Снижение интенсивности ручейковой коррозии нефтепроводов за счет применения рассекающих муфт. Автореферат диссертации к.т.н. Санкт-Петербург, 2009.
4. Патент РФ 2211994. Устройство для защиты от коррозии. Скоромный Вяслав Иванович.
5. Патент № 2483213. Устьевой турбулизатор скважинной продукции. Денисламов Ильдар Зафирович (RU), Галимов Артур Маратови (RU).

**ОСОБЕННОСТИ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

В.Ю. Губинская, А.М. Зиновьев

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

pridatkina.v11@gmail.com

Аннотация. На сегодняшний день к системе сбора и подготовки нефти подходят комплексно. Она представляет из себя совокупность автоматизированных аппаратов и современного оборудования, работа которых представляет из себя единый организм. Создание системы сбора и подготовки, универсальной для каждого месторождения, не представляется возможной, так как все они уникальны и имеют свои неповторимые особенности. У каждой климатической зоны есть определенные характеристики, поэтому месторождения этих регионов можно поставить в один ряд на основании формирования их системы сбора и подготовки продукции скважин. В условиях Западной Сибири сформированы свои принципы обустройства месторождения. В данной статье рассматриваются особенности состояния системы сбора и подготовки нефти месторождения X в условиях Западной Сибири.

Ключевые слова: Месторождение, система обустройства, сбор и подготовка нефти, хлориды.

Месторождение X нефти и газа расположено в районе Мамеевского мыса, в 525 км к северо-востоку от г. Салехард в Ямало-Ненецком автономном округе. Оно относят к особо крупным месторождениям. Климат региона с многомесячной суровой зимой. Расположение месторождения находится в области распространения сплошной многолетней мерзлоты. Особенно проблемными явлениями являются туманы и метели. На территории находится огромное количество озер.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На территории месторождения отмечены 5 газонефтяных, 3 газоконденсатных и 4 газовых залежи. Изначальные геологические запасы месторождения составляют 438 млн т нефти и 186 млрд м³ газа газовой шапки и свободного газа. Плотность нефти составляет 935 кг/м³, вязкость – 306,98 мм²/с. Массовое содержание парафинов – 2,8-4,31% масс., смол – 15,8 % масс., асфальтенов – 0,2 % масс., серы – 0,23 % масс., механически примесей – 0,035 % масс. Месторождение отличается низкой пластовой температурой и высоким газовым фактором, а также большим количеством высоковязкой нефти. Потенциал развития месторождения X основан на освоении нефтяной оторочки.

Установка подготовки нефти и газа является главным объектом инфраструктуры промысла. На сегодняшний день месторождение оборудовано УПН в блочно-модульном исполнении, что позволило добиться более компактной упаковки трубопроводной обвязки. Данное решение сделало оборудование менее металлоемким. В состав сооружений подготовки нефти и газа входят: сепараторы, рекуперативные теплообменники, печи прямого нагрева нефти, электродегидраторы, фильтры, блок насосов откачки конденсата, дренажные емкости.

При разработке проектной документации были использованы типовые решения, используемые для месторождений Западной Сибири, что позволило временно издержки на ее изготовление, но не смогло учесть всех тонкостей. Технологические системы таких месторождений рассчитаны на пик добычи нефти, в следствии чего оборудование в скором времени приходит в аварийное состояние. Отличительной чертой системы сбора и подготовки скважинной продукции месторождения X, как и для месторождений Западной Сибири в целом, является высокая изнашиваемость оборудования.

Уязвимым местом в системе обустройства месторождения X является то, что содержание хлористых солей составляет 89,3 мг/л при обводненности 0,3% масс. Из этого следует, что необходима подача пресной воды для снижения остаточного содержания хлоридов в товарной нефти. При нагреве исходной эмульсии с обводненностью до 80-90% масс. до 70-80 градусов и сборе воды в одну ступень, величина остаточной обводненности нефти после предварительного сброса воды может колебаться в пределах 3-10%. При наихудшем варианте остаточной обводненности 10% и учитывая подачу пресной воды на ступень обессоливания в качестве 5% массовых, незначительные колебания концентрации хлоридов в воде могут привести к увеличению данного показателя, что приведет к некондиционной нефти на выходе из аппарата.

Увеличение подачи пресной воды на вход электродегидраторов при содержании пластовой воды в нефти до 10% может привести к повышению величины обводненности на входе в электродегидраторы сверх оптимальных значений, что может негативно повлиять на их работу.

Данные риски были бы исключены в случае установки после ступени НГСВ 2-х ступеней электродегидраторов (1-ая ступень – глубокое обезвоживание, 2-ая ступень – электрообессоливание).

Считаю применение схемы с 2-мя ступенями электродегидраторов более приемлемой для подготовки нефти месторождения X.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обустройство нефтяных месторождений Западной Сибири: от принципов обустройства до проблем модернизации / Соколов С.М., Горбатилов В.А. // Нефтегазовое хозяйство. – 2010.
2. Обустройство нефтяных промыслов в СССР и за рубежом с использованием суперблоков: обзорная информация / Л.В. Андриенко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
3. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учеб. Пособие для студентов вузов / Р.С. Сулейманов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ
ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

А.К. Сонова, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

город Самара, Россия E-mail: sonova.nastya@yandex.ru

Аннотация. В настоящее время среди месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (далее ВУ НГП) преобладают месторождения с повышенным содержанием парафина в нефти. Асфальтосмолопарафиновые отложения (далее АСПО) образуются на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (далее НКТ) и нарушают режим работы скважины вплоть до полной ее остановки. Таким образом, образование АСПО на стенках НКТ является одним из ключевых факторов, осложняющих процесс добычи нефти [1].

Ключевые слова: Месторождение, пласт, асфальтосмолопарафиновые отложения, осложненный фонд

Действующий эксплуатационный фонд предприятия на момент выполнения анализа составляет 1864 скважины. Осложненный АСПО фонд включает в себя 685 скважин. По способу эксплуатации осложнённый АСПО фонд скважин делится на четыре группы – эксплуатируемые электроцентробежными насосами (далее ЭЦН), электровинтовыми насосами, штанговыми глубинными насосами и фонтанным способом. Большинство скважин эксплуатируется ЭЦН и работает на низких дебитах – до 50 т/сут, в связи с чем возрастает вероятность образования АСПО.

Осложненный АСПО фонд составляет 37% от общего числа скважин, что говорит не только о широком распространении проблемы, но и о ее значимости для предприятия.

Существует несколько известных и широко применяемых технологий по предупреждению образования отложений, а также методов по их удалению.

Для предотвращения АСПО используются следующие методы: применение гладких покрытий; химические методы (модификаторы, депрессаторы, ингибиторы); физические методы (вибрационные, электромагнитные воздействия, термообработка).

Для удаления отложений применяются такие способы, как: тепловые методы (промывка скважин горячей нефтью или водой, воздействие острым паром, использование индукционных подогревателей); химические методы (применение растворителей); механические методы (скребки) [2].

Нефти ВУ НПП в основном парафинового типа, средней и высокой плотности, сернистые, смолистые [3]. Проведенный анализ осложненного фонда показал, что проблема выпадения АСПО в глубинно-насосном оборудовании скважин ВУ НПП имеет широкое распространение. Условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода.

Наиболее применяемым методом борьбы с АСПО на момент выполнения анализа является скребкование НКТ, применяемое на 41% осложнённого фонда (279 скважин). Очистка внутренней поверхности НКТ осуществляется за счет вращательного движения режущих элементов скребка. Эффективность срезания АСПО с внутренней поверхности НКТ определяется формой очистных элементов, их расположением, углом заточки режущих кромок.

В связи с распространённостью, доступностью и главное эффективностью данного метода, будет наиболее целесообразным рассмотреть возможность его оптимизации. Для повышения эффективности технологий по очистке НКТ от отложений необходимо достоверно определить интервал воздействия. Для этого существуют различные методики, основанные преимущественно на определении температуры начала кристаллизации АСП веществ и определении распределения температуры по стволу скважины [4].

Таким образом, одним из наиболее целесообразных и экономически выгодных способов оптимизации мероприятий по борьбе с АСПО в глубинно-насосном оборудовании скважин месторождений ВУ НПП является пересчет глубины спуска скребка в НКТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.
2. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах до-бычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефте-газовое дело, 2011, №1. – 16 с.
3. Клещев К.А., Волго-Уральская нефтегазоносная провинция // Большая российская энциклопедия. Том 5. Москва, 2006, 626 с.
4. Мисник В.В., Галикеев Р.М. Методика прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // Нефте-газовое дело, 2011, №6. – 345 с.

УДК 622.276

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ: ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ**

А.Б. Евдокимов, Д.А. Мельникова

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

e-mail: melnikovada1988@mail.ru

Аннотация

В современном мире с его постоянным ростом потребления энергии и истощением традиционных ее источников, разработка газоконденсатных месторождений приобретает все большую актуальность. Газоконденсат – это природный ресурс, состоящий из смеси углеводородных газов, который содержит множество ценных компонентов, необходимых для химической промышленности. Для повышения эффективности использования этого ценного ресурса и снижения затрат на его добычу необходимо оптимизировать технологические параметры его разработки.

Ключевые слова: газоконденсатные залежи, параметры, оптимизация, распределение, сайклинг-процесс

Оптимизация технологических параметров разработки газоконденсатных залежей: повышение эффективности добычи и снижение затрат

На сегодняшний день, в условиях постоянного роста потребления энергии и сокращения запасов традиционных энергоносителей, разработка газоконденсатных месторождений является актуальной задачей. Добыча газоконденсата, представляющего собой смесь углеводородных газов с содержанием ценных компонентов для химического производства, может быть значительно оптимизирована путем оптимизации технологических параметров.

Основными технологическими параметрами разработки газоконденсатной залежи являются начальные условия залегания (глубина, давление, температура и состав), состояние пласта (проницаемость, пористость и степень выработанности), тип и режим работы скважин (количество, дебит и способ эксплуатации), система сбора и подготовки (качество очистки и сепарация), технологии и оборудование (производительность и состояние) и экономические показатели (себестоимость и рентабельность).

Оптимизацию технологических параметров можно осуществлять различными способами. Во-первых, это применение современных технологий, оборудования и методов разработки, включая бурение и добычу. Во-вторых, это повышение эффективности эксплуатации скважин путем оптимизации их дебита, применения методов интенсификации и снижения потерь на забое. В-третьих, это улучшение системы сбора, подготовки и транспортировки продукции.

Одним из технологических способов повышения конденсатоотдачи является сайклинг-процесс – обратное нагнетание в пласт добытого и подготовленного к закачке газа. Сайклинг-процесс не всегда оказывается рентабельным способом разработки за счет значительных дополнительных затрат на его применение, по сравнению с добычей газа и конденсата на естественном режиме.

Сайклинг-процесс является важным инструментом оптимизации технологических параметров разработки газоконденсатных залежей. Он заключается в повторном использовании добытого газа для его закачки обратно в пласт, что позволяет поддерживать пластовое давление, увеличивать коэффициент извлечения конденсата и снижать выбросы парниковых газов.

Применение сайклинг-процессов особенно актуально в условиях истощения запасов традиционных источников энергии и роста потребления энергии. Они позволяют снизить зависимость от внешних источников и повысить эффективность добычи газоконденсата.

Еще одним важным аспектом оптимизации технологических параметров является улучшение системы сбора и подготовки продукции. Это включает повышение качества очистки газа от примесей, модернизацию системы сепарации и конденсатоотделения, а также внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами.

Выводы:

Оптимизация технологических параметров играет ключевую роль в повышении эффективности разработки газоконденсатных залежей, снижении затрат и улучшении экономических показателей.

Основными направлениями оптимизации являются:

- применение современных технологий и оборудования;
- улучшение систем сбора и подготовки продукции;
- оптимизация логистики и транспортировки;
- повышение эффективности эксплуатации скважин;
- использование сайклинг-процессов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амелин, И.Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И.Д. Амелин, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1978.
2. Васильев, В.И. Оптимизация показателей разработки газовых месторождений / В.И. Васильев, С.Н. Закиров // Газовая промышленность. – 1985. – № 1.
3. Калугин, Ю.И. Оптимизация разработки газоконденсатных месторождений / Ю.И. Калугин, В.В. Яковлев, А.Ю. Калугин // Прикладная гидромеханика. – 2015. – № 1.
4. Некоторые аспекты применения сайклинг-процесса в условиях Восточно-Уренгойского месторождения / Е.В. Спирина, В.В. Инякин, О.П. Зотова, Е.И. Инякина // Успехи современного естествознания. – 2017.

**ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ СПОСОБ РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ НА
ПРИМЕРЕ КОЗЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.Ю. Константинов

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Система сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях – это совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, предназначенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до пунктов подготовки нефти, газа и воды.

Ключевые слова: месторождение, механические примеси, скважина, нефть, разгазирование, свободный газ, система сбора.

Козловское месторождение имеет свои особенности, связанные с природно-климатическими условиями, размещением скважин, способами, объемами добычи и физико-химическими свойствами нефти, газа и воды. Поэтому на месторождении применяют такую систему сбора продукции скважин, которая наиболее приемлема для данного месторождения.

Для получения товарной нефти и нефтяного газа, а также пластовой воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт, применяют специальные технологические установки.

Технологические установки подготовки нефти, газа и воды – это комплекс блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, в которых последовательно и непрерывно происходят процессы обезвоживания и обессоливания нефти, осушка (от водяных паров) и очистка (от сероводорода H_2S и двуокиси углерода CO_2) нефтяного газа, а также очистка пластовой воды от капелек нефти, механических примесей, железа сероводорода, углекислого газа и кислорода.

На месторождении для сбора продукции скважин реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа, которая позволяет обеспечить безопасные условия эксплуатации, охрану окружающей природной среды и максимальную сохранность добываемого углеводородного сырья.

Продукция скважин Козловского месторождения под давлением, развиваемым глубинными штанговыми (4 скважины) и центробежными (41 скважина) насосами по выкидным трубопроводам диаметром 95-132 мм, поступает на 6 автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ-21, 19, 8, 16, 15, 13) и на 3 гребенки.

Продукция скважин по системе нефтесбора поступает на Козловскую УПСВ, где частично разгазируется и частично обезвоживается пластовая жидкость с месторождений, и далее смесь нефтей транспортируется на НСП (нефтестабиллизационное производство) г. Отрадный или на УПН Якушкинская, УПН Радаевская.

Попутный нефтяной газ Козловского месторождения, выделившийся в аппаратах Козловской УПСВ, поступает на путевые подогреватели и в котельную,

оставшееся количество газа отправляется на компрессорную станцию Козловская для транспортировки на ОГПЗ. Товарная нефть сдается потребителю через СИКНС. На Козловском месторождении существует проблема с разгазированием нефти, в результате чего рекомендуется внедрения нового способа разгазирования – дифференциального.

Основной принцип дифференциального способа заключается в разделении двух фаз — газа и жидкости, с целью снижения содержания свободного газа в продуктовой нефти. Для этого применяются специальные перфорационные насадки и распределители давления, которые обеспечивают разный уровень газонасыщенности в различных зонах скважины.

Преимущества дифференциального способа разгазирования нефти:

- Позволяет достичь высокой степени очистки нефтяного сырья от газов. Это особенно важно для нефтяных месторождений с высоким содержанием газа, так как газ продолжает оставаться в нефти, несмотря на ее дальнейшую обработку.
- Позволяет значительно сократить затраты на дополнительную обработку газового сырья и повысить его стоимость на рынке. Разделение газа и нефти на стадии разгазирования позволяет дополнительно использовать газ для энергетических нужд или в качестве сырья для производства химических продуктов.
- Позволяет снизить выбросы вредных веществ в атмосферу. Благодаря этому технологическому процессу удается минимизировать негативное воздействие на окружающую среду и соблюдать экологические нормативы.
- Позволяет повысить рабочую производительность нефтяного месторождения и увеличить объем добычи. Это происходит за счет улучшения свойств нефтяного сырья после удаления газов и снижения гидродинамического сопротивления в потоках.

Таким образом, использование дифференциального способа разгазирования нефти не только снижает экологическое воздействие нефтяной промышленности, но и повышает эффективность процессов добычи и переработки нефти. Это позволяет совмещать экономическую выгоду с заботой об окружающей среде и становится важным шагом в современном развитии нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об изменении газового фактора нефти при разработке заводняемых залежей / К.Е. Кордик, А.Е. Бортников, Е.Ф. Кутырев и др. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 2. – С. 62-65.
2. Ковалев К.А. Детализация терминологии при исследовании газового фактора и газосодержания / Ковалев К.А., Гафуров А.Э. // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 4. – С.39-41.

УДК 622.276

**ВВОД ОБЪЕКТА T_1+T_2 ЗАПАДНО-НЮТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В
ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

А.А. Королева¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*
² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи,
Самара, Россия*

Аннотация

Для наибольшей продуктивности скважин важно правильно выбрать систему ее разработки. При проектировании системы разработки нефтяного месторождения нужно найти вариант лучший из всех возможных, принимая во внимание взаимную независимость действия факторов, последовательно оптимизируя разные стороны системы разработки месторождения.

Ключевые слова: залежь, скважина, КИН, система ППД, базовый вариант, нефть, пласт.

Анализ проведён по основному объекту разработки Западно-Нютовского месторождения – объекту T_1+T_2 .

Ввод нефтяных месторождений в промышленную разработку представляет собой научно обоснованный производственный процесс извлечения из недр, содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Процесс проектирования систем разработки нефтяных и газовых залежей, взаимное расположение забоев добывающих, нагнетательных, резервных и других скважин, разбуривание месторождения в соответствии с утверждённой технологической документацией, выработку запасов нефти и газа. В процессе ввода месторождения в промышленную разработку необходимо обеспечить наиболее полное и эффективное использование недр с учётом в первую очередь экологических требований (рациональное недропользование).

Объект T_1+T_2 представлен карбонатным типом коллектора, тип залежи пластовый, сводовый. Общая толщина равна 24,0 м, нефтенасыщенная 9,8 м, песчанистость 0,8, расчлененность 6,0, площадь залежи – 3,6 х 2,8 км, высота залежи 23 м. По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении пробурена одна скв. №444, которая находится в опытной эксплуатации на пласте $Z_{л1-1}$, в промышленную разработку месторождение не вводилось. Для выработки запасов нефти на месторождении необходимо разбуривание залежей.

Так как объект T_1+T_2 в разработку не вводился, были выполнены расчеты по двум вариантам: по базовому варианту и по расчету 3D моделирования действующего проектного документа. Результаты расчета по базовому варианту показали, что за 18 лет разработки с действующим фондом добывающих скважин 30 ед., накопленная добыча нефти составит 1668 тыс.т, КИН достигнет значения 0,192 д.ед., что меньше проектного КИН 0,211 д.ед..

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На основании выполненных расчетов по базовому варианту можно сделать вывод, что разработка данного объекта с бурением сетки скважин 19,6 га/скв в процессе разработки будет малоэффективно, система разработки требует проведения дополнительного бурения боковых стволов и нагнетальных скважин. Данные мероприятия позволят сократить сроки разработки залежи, увеличить темп отбора нефти, и достигнуть проектный КИН.

Согласно расчету по 3D моделированию рассматривался вариант, предусматривающий оптимальное размещение скважин с учетом геологического строения, принятых коллекторских свойств пластов, фильтрационной неоднородности пород по разрезу и латеральной изменчивости литологии пластов. В результате рассчитывался вариант с расположением скважин по девятиточечной системе разработки и использованием системы ППД, с расстоянием между скважинами 400 м. Данная система разработки позволяет достичь утвержденных значений КИН. Плотность сетки по объекту T_1+T_2 составит 17,9 га/скв.

В соответствии с рассмотренным вариантом разработки в перспективный период разработка месторождения планируется с ППД. На Западно-Ньютовском месторождении для технологических нужд ППД эксплуатационных объектов в первые годы организации заводнения предусматривается использовать подземные воды нижнетриасового водоносного комплекса, в последующем - нефтепромысловые сточные воды УПСВ «Ньютовская». Эксплуатацию нижнетриасового водоносного комплекса для целей ППД продуктивных пластов намечается осуществлять новыми водозаборными скважинами, которые планируется пробурить в непосредственной близости к устьям нагнетательных скважин. Суммарная максимальная потребность в воде ожидается порядка 87,6 м³/сут в год максимального водопотребления до строительства системы ППД сточной водой УПСВ «Ньютовская».

Выводы

Для повышения эффективности разработки продуктивных пластов месторождений рекомендуется использовать технологии повышения нефтеотдачи, которые предназначены для воздействия на пласт и призабойную зону с целью интенсификации притока нефти к скважине и увеличения производительности. В условиях Западно-Ньютовского месторождения для формирования рациональной системы разработки на основании проведенных исследований рекомендуется вариант с расположением скважин по девятиточечной системе и использованием системы ППД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: НЕДРА, 1990. — 427 с.
2. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: НЕДРА, 1986. — 332 с.
3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1979.

ОПЫТ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО
ПЛАСТА А4 БРЕМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Зиновьев^{1,2}, Г.Т. Иваева¹

¹ *ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет*
² *ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи
Самара, Россия*

Аннотация

Для наибольшей продуктивности скважин важно правильно выбрать систему ее разработки. При проектировании системы разработки нефтяного месторождения нужно найти вариант лучший из всех возможных, принимая во внимание взаимную независимость действия факторов, последовательно оптимизируя разные стороны системы разработки месторождения.

Ключевые слова: залежь, скважина, КИН, система ППД, базовый вариант, нагнетательные, нефть, пласт.

Анализ проведён по основному объекту разработки Бременского месторождения – пласта А4.

Ввод нефтяных месторождений в промышленную разработку представляет собой научно обоснованный производственный процесс извлечения из недр, содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Процесс проектирования систем разработки нефтяных и газовых залежей, взаимное расположение забоев добывающих, нагнетательных, резервных и других скважин, разбуривание месторождения в соответствии с утверждённой технологической документацией, выработку запасов нефти и газа. В процессе ввода месторождения в промышленную разработку необходимо обеспечить наиболее полное и эффективное использование недр с учётом в первую очередь экологических требований (рациональное недропользование).

Пласт А4 продуктивен и поставлен на баланс на ближайших месторождениях.

Основой для структурных построений является структурная карта по отражающему горизонту «Б», сопоставляемому с кровлей карбонатных отложений башкирского яруса среднего карбона С_{2b}, и данные бурения скважин. Размер залежи 4,4×2,1 км, высота – 22,9 м.

Общая толщина пласта по скв. 6 составляет 33,5 м, эффективная / эффективная нефтенасыщенная толщины составляют 28,3/19,1 м, средняя нефтенасыщенная толщина по пласту в целом 6,8 м.

В пределах контура нефтеносности пласт представлен 10 пропластками толщиной от 0,4 до 10 м. Коэффициент песчаности по пласту составляет 0,84.

Разработка залежи сеткой наклонно-направленных скважин в сочетании с горизонтальными скважинами позволит сократить число скважин для бурения, а за счет горизонтального окончания ствола – увеличить фильтрационную поверхность, тем самым расширить область дренирования.

Основываясь на теоретических исследованиях и практическом опыте, выбор оптимальной системы разработки продуктивного пласта А4 производился по

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

результатам расчетов с применением трехмерной цифровой геолого-гидродинамической модели, позволяющей в максимальной степени учесть влияние многих факторов, влияющие на процесс разработки (неоднородность фильтрационно-емкостных свойств коллектора, зависимость свойств нефти от пластового давления, размещение и режимы работы скважин и др.). При этом моделировались варианты с различными схемами размещения скважин, с вертикальным (наклонно-направленным) профилем, в сочетании вертикальных (ННС) и горизонтальных скважин, а также с применением системы ППД.

Расчеты выполнялись до достижения максимальной обводненности 98 % или дебита нефти 0,5 т/сут. Нагнетательные скважины переводились под закачку после их отработки на нефть в течение двух лет. Коэффициент эксплуатации для скважин в год ввода составлял 0,58 д. ед. (за исключением скважин с уже определенными датами ввода, для которых коэффициент эксплуатации индивидуальный), далее за период расчета – 0,92 - для добывающих и 0,95 - для нагнетательных скважин.

Размещение скважин подбиралось с учетом распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по площади залежи. Предельная толщина размещения добывающих скважин составляла 4 м.

При определении оптимального варианта рассчитаны промежуточные варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, конструкцией скважин и технологическими режимами эксплуатации скважин.

Выводы

По результатам анализа проведенных расчетов, в качестве рекомендуемого варианта предлагают вариант с разработкой наклонно-направленными и горизонтальными скважинами, который позволит в течение длительного периода разработки обеспечить режим фонтанирования скважин, минимальную обводненность продукции, тем самым сократить объемы попутно добываемой воды и затраты на её утилизацию, а также достигнуть утвержденных КИН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Миннефтепром, Москва, 1987г.
2. РД 39-100-91 «Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений»;
3. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»

**ВНЕДРЕНИЕ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА
ВИШНЕ-ПОЛЯНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

В.Н. Фомин¹, А.М. Зиновьев^{1,2}

¹ ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,

² ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи
Самара, Россия

Аннотация

Для наибольшей продуктивности скважин важно правильно выбрать систему ее разработки. Технология ОРЭ позволяет производить разобщение продуктивных пластов в добывающих скважинах и создавать оптимальные условия их выработки, что приводит к увеличению общего дебита скважины и степени нефтеизвлечения.

Ключевые слова: технология ОРЭ, насосное оборудование, пласт, скважина, система разработки, месторождение.

ОРЭ пластов на многопластовых месторождениях - один из основных перспективных методов регулирования разработки. Использование технологии ОРЭ - это целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений. ОРЭ необходима для пластов, эксплуатация которых общим фильтром нежелательна по геолого-промысловым параметрам. При совместной работе высоко- и низко-проницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЭ, разделив на две части. Рассматриваемое Вишне-Полянское месторождение представлено шестью объектами разработки: каширский, верейский, башкирский, тульский, бобриковский и турнейский.

Геолого-промысловые данные, полученные по результатам эксплуатационного бурения и разработки Вишне-Полянского месторождения по состоянию на 01.12.2023 г., позволили уточнить геологическое строение залежей углеводородов. При этом, существенных изменений в геологическом строении месторождения: фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов, положении ГНК и ВНК, распределении запасов нефти по горизонтам не произошло, что позволяет выделенные объекты разработки оставить без изменения.

В качестве технологии на перспективу дальнейшей разработки рекомендуется применение двухлифтовой ОРЭ. Главной отличительной особенностью, предлагаемой двухлифтовой технологии ОРЭ являются: поочередный спуск колонн НКТ, штанг и насосов, разобщение пластов одним пакером, добыча двумя наземными приводами, раздельный отбор продукции и отбор продукции с одного объекта при отказе глубинно-насосного оборудования на втором объекте.

Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений. Достоинства предлагаемой технологии одно временно-раздельной эксплуатации пластов:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- создание оптимальных условий разработки отдельных пластов в многопластовой скважине, приводящее к увеличению общего дебита скважины; данный вопрос наиболее актуален для скважин с существенно отличающимися величинами давления или расположенных далеко друг от друга по глубине залегания;
- возможность эксплуатации возвратных объектов при сохранении существующей системы разработки;
- возможность уплотнения сетки скважин без дополнительного бурения;
- сокращение затрат на бурение сетки скважин по эксплуатируемым объектам: по подсчетам, при стоимости бурения одной скважины около 50 млн.руб., внедрение ОРЭ увеличивает стоимость уже пробуренной и обустроенной скважины на 4,7 млн. руб. с учетом приобретения глубинного насосного (пакер, якорь, насосы, НКТ, штанги) и наземного оборудования (станок-качалка, устьевая арматура, СКЖ, коллектор и т.д.).

Выводы

Для повышения эффективности разработки продуктивных пластов месторождений рекомендуется использовать технологии повышения нефтеотдачи, которые предназначены для воздействия на пласт и призабойную зону с целью интенсификации притока нефти к скважине и увеличения производительности. Использование технологии ОРЭ на Вишне-Полянском месторождении позволит:

- приступить к эксплуатации приобщаемого тульского горизонта при сохранении существующей системы разработки по бобриковскому горизонту;
- произвести уплотнение сетки скважин без дополнительного бурения;
- повысить рентабельность действующих скважин;
- создать технологические ячейки и участки разработки
- сократить затраты на бурение дополнительной сетки скважин.

Обладая таким эффективным инструментом добычи нефти, необходимо пересмотреть принципы и подходы при формировании технологических схем разработки месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / В. И. Ивановский // Инженерная практика. - 2010. - № 1. – С. 4-15.
2. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672с.
3. Ивановский В.Н. ОРЭ и «интеллектуализация» скважин»: вчера, завтра, сегодня. Инженерная практика. 2011. – 156-159 с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ
РЕАГЕНТАМИ КИСЛОТНОГО И КОНВЕРСИОННОГО ТИПА**

П.А. Уланов¹, П.В. Склюев^{1,2}

¹*Самарский государственный технический университет,*

²*Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи ООО
"СамараНИПИнефть"*

г. Самара, Российская Федерация

p.v.sklyuev@gmail.com

Аннотация

В данной работе приводятся результаты по эффективности удаления скважинных отложений, представляющих собой сульфатные соли, растворителями кислотного и щелочного типов. Протестированы смесь соляной и плавиковой кислоты, а также удаление солеотложений за счёт конверсии осадка. Эффективность растворения солеотложений повышается с увеличением содержания плавиковой кислоты в смеси кислот. Наибольшей эффективности удаления осадка удаётся достичь при применении раствора гидроксида натрия с последующей обработкой соляной кислотой в динамическом режиме.

Ключевые слова: солеотложения, склонность воды к образованию осадка, растворители (удалители) солеотложений, сульфатные соли, кислоты, конверсия осадка

Отложения солей в эксплуатационной скважине и оборудовании, обеспечивающем ее работу, приводит к снижению дебитов скважин, сокращению межремонтного периода их работы, преждевременному выходу из строя скважинного оборудования, автоматизированных групповых замерных установок, сборных трубопроводов и водоводов, а также теплообменного оборудования установок подготовки нефти и воды [1].

Наиболее интенсивное выпадение солей отмечается в период падающей добычи, когда в продукции скважин увеличивается объем выносимой пластовой воды, при этом проблема солеотложения в промышленном оборудовании является общей для всех месторождений, вступивших в заключительную стадию эксплуатации [2].

Асфальто-смолистые вещества (АСВ) нефти адсорбируются на поверхности кристаллов солей, поэтому асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) зачастую выпадают совместно с солеотложениями. Удаление таких отложений является сложной задачей, поскольку требует отмыва углеводородов с поверхности отложений для обеспечения контакта с растворителями солей, которые готовятся на водной основе, поэтому разработка состава или способа, обеспечивающего удаление и углеводородной составляющей и неорганических солей, является актуальной задачей. Целью настоящей работы является определение потери массы отложений, отобранных со скважины пласта Д-1, в водных растворах веществ различных классов – кислотных растворах и щелочных растворах с последующей обработкой

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

конвертированного осадка соляной кислотой, что повысит эффективность эксплуатации скважины.

Основная часть

Определение компонентного состава отложений проводили последовательным сольвентным анализом. Количества воды, мехпримесей, АСВ и парафинов определялись в соответствии со стандартными методиками. Результаты определений состава отложений приведены в таблице 1.

Таблица 1. Компонентный состав отложений, отобранных с добывающей скважины

Компонент АСПО	Содержание в АСПО, % масс.	Метод определения
Вода	8,53	[ГОСТ 2477-65]
Механические примеси/соли	83,9	[ГОСТ 6370-83]
Асфальтены	2,1	[ГОСТ 11858-66]
Силикагелевые смолы	1,8	[ГОСТ 11851-85]
Парафины	1,2	[ГОСТ 11851-85]

По результатам определения компонентного состава отложений их можно отнести к отложениям неорганических солей с небольшим содержанием углеводородной части (5,1% масс.). С целью установления природы неорганической части провели расчёты склонности пластовой воды к образованию осадков малорастворимых солей на основании данных о составе воды. Согласно проведенному расчёту по методу Скилмена-Мак Дональда-Стиффа, установлено, что вероятно образование сульфатных солей кальция (насыщенность воды сульфатом кальция $\phi = 1,118$) [4]. По результатам расчёта по методу Одда-Томпсона определено, что вероятно образование ангидрита (индекс насыщения воды ангидритом $SI_{\text{ангидрит}} = 0,258$), образование гипса при данных условиях не наблюдается ($SI_{\text{гипс}} = -0,44$) [5]. Определенный индекс насыщения воды карбонатом кальция (индекс Ланжелье) составил $SI_{\text{CaCO}_3} = -1,42$, следовательно, карбонатные соли не образуются. Таким образом, выпавший осадок, вероятно, представлен ангидритом.

Эффективность действия растворителей определяли для отмытых от асфальтенов, смол и парафинов отложений при комнатной температуре в статическом и динамическом режимах. Для проведения испытания навеску отмытых отложений массой 1 г помещали в пробирку и добавляли 10 см³ раствора испытуемого реагента. При тестировании в статическом режиме время выдержки составляло 8 часов, в динамическом – 1 час. После выдержки в течение заданного времени содержимое пробирки нейтрализовали до нейтральной среды (в случае кислот и щелочей), затем фильтровали через заранее подготовленный фильтр «синяя лента». Во всех случаях осадок на фильтре промывали дистиллированной водой до нейтральной среды.

В первую очередь определяли поведение образца отложений в 10% соляной кислоте. При добавлении требуемого количества кислоты к солеотложениям не происходило выделение газа, что подтверждает отсутствие карбонатных солей, определенное расчётом. Результаты испытания смеси соляной и плавиковой кислот в отношении эффективности растворения осадка приведены на рисунке 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

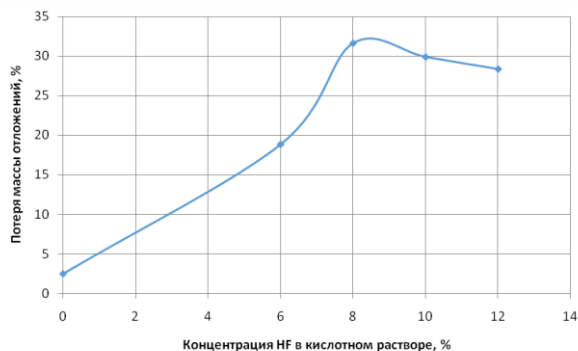


Рисунок 1. Потеря массы отложений в смеси соляной и плавиковой кислот в статическом режиме

При воздействии смесью кислот, в которой содержание соляной кислоты составляло 10%, а содержание плавиковой – 0 и от 6 до 12%, установлено, что при воздействии соляной кислоты происходит потеря массы отложений всего на 2,5%. При увеличении содержания плавиковой кислоты в растворе до 8% масс. потеря массы отложений увеличивается до 31,6%, что может быть связано с наличием диоксида кремния в составе отложений.

Испытание конверсионного растворителя солеотложений, которое подразумевает воздействие раствором щелочи с последующим растворением конвертированного осадка, в статическом режиме проводили аналогичным образом. Для проведения испытания в динамическом режиме навеску отложений массой около 1 г помещали в химический стакан, добавляли 10 см³ исследуемого раствора гидроксида натрия и перемешивали при помощи верхнеприводной механической мешалки при скорости вращения 400 об/мин в течение часа. По истечении указанного времени, при перемешивании добавляли раствор 12% соляной кислоты до нейтральности по лакмусовой бумаге. Перемешивание прекращали, импеллер промывали дистиллированной водой над стаканом, в котором происходило перемешивание. Затем содержимое стакана фильтровали и доводили до постоянной массы. Результаты испытания приведены на рисунке 2.

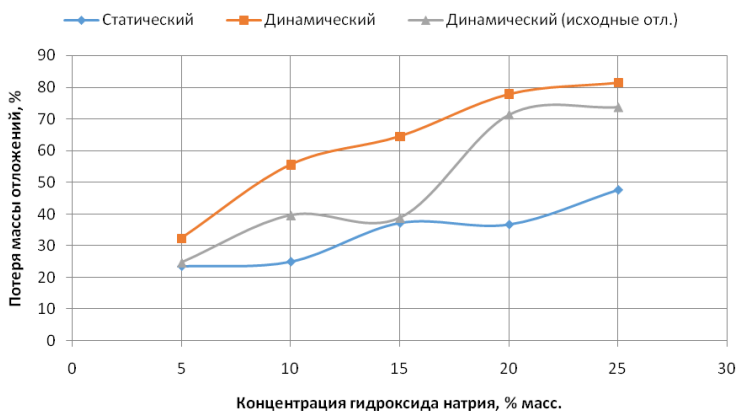


Рисунок 2. Потеря массы отложений при конверсии осадка

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Из приведенного рисунка видно, что увеличение содержания гидроксида натрия в растворе приводит к увеличению потери массы отложений практически линейно. Потеря массы отложений при содержании гидроксида натрия 5% масс. в статическом режиме составляет 23,5% масс и увеличивается вплоть до 47,6% при увеличении содержания гидроксида натрия до 25%. Наиболее эффективное разрушение отложений наблюдается в динамическом режиме. Так, максимальная потеря массы отмытых от АСПВ отложений составляет 81,6% при воздействии 25%-ным NaOH в динамическом режиме.

Содержание АСПВ затрудняет растворение солеотложений, однако не так сильно как предполагалось. Вероятно, это связано с тем, что гидроксид натрия способен омылять нафтеновые кислоты, содержащиеся в асфальтосмолистых соединениях нефти, с образованием поверхностно-активных веществ (ПАВ). ПАВ, в свою очередь, приводит к понижению межфазного натяжения, удалению пленочной нефти, таким образом, способствуя отмыву органической части отложений. Содержание АСВ в составе солеотложений составляет 4,0%, и они могут быть отмыты растворами гидроксида натрия за счёт образования нативных ПАВ. Также стоит отметить, что не растворившийся остаток представляет собой мелкодисперсный порошок, который в водных растворах образует взвесь и легко может быть удален при промывке скважины (рисунок 3).



Рисунок 3 – Внешний вид осадка после фильтрации и высушивания при воздействии конверсионным растворителем в динамическом режиме

Выводы

В результате проделанной работы можно сделать заключение, что скважинные отложения практически не растворимы в растворе соляной кислоты. По результатам определения склонности пластовых вод к образованию осадков, солеотложения представляют собой ангидрит. Содержание АСПВ в образце невелико и составляет 5,1% масс. В отношении удаления сульфата кальция наибольшей эффективностью обладают реагенты конверсионного типа, а именно гидроксид натрия с последующей обработкой соляной кислотой. Наибольшая эффективность удаления осадка достигается в динамическом режиме. В силу невысокого содержания АСПВ в

осадке, не требуется добавление растворителей и/или ПАВ в раствор щелочи. Не растворившийся осадок может быть легко вынесен потом воды при промывке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Салов С.А., Очерedyкo Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах мамонтовского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии. – 2017. – №4. – с.51-73.
2. Саушкин А.З., Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. - ООО "Недра-Бизнесцентр", Москва, 2004 г. – 711 с.
3. Шангараева Л.А., Петухов А.В. Условия и особенности образования отложений солей на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.// Записки горного университета. – 2013. – с 112-115.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
5. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М., 2004. – 432 с.

УДК 622.276.63

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА НА СКОРОСТЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ С КАРБОНАТНОЙ ПОРОДОЙ

Д.О. Рафиков¹, П.В. Склюев^{1,2}

*¹Самарский государственный технический университет, ²Самарский
научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи ООО
"СамараНИПИнефть"*

*г. Самара, Российская Федерация
p.v.sklyuev@gmail.com*

Аннотация

Данная научная статья занимается исследованием влияния различных классов поверхностно-активных веществ (ПАВ) на скорость реакции между соляной кислотой и карбонатной породой. В работе были рассмотрены ПАВ трех типов: катионного, цвиттерионного и неионогенного. Для определения скорости реакции между кислотой и породой использовался прибор, измеряющий массу вытесненной воды углекислым газом. Также была изучена скорость реакции между эмульгированной кислотой и карбонатной породой. В результате исследования был сделан вывод о значимости применения обратной кислотной эмульсии как замедлителя скорости реакции.

Ключевые слова: обратные кислотные эмульсии, кислотная обработка, эмульгаторы, поверхностно-активные вещества, скорость реакции.

Введение

Одним из основных недостатков стандартной обработки ПЗП кислотным раствором является проникновение кислоты в участки высокой проницаемости, промытые водой, и быстрая нейтрализация кислоты. Из-за быстрого снижения концентрации кислотного раствора недостаточно эффективно воздействуется на нефтенасыщенные интервалы, что приводит к снижению глубины обработки [1].

Для предотвращения преждевременной нейтрализации кислоты применяются различные методы, такие как загущение кислотного состава, добавки, эмульгирование, гелеобразование или генерирование кислоты в пласте [2]. В качестве добавок-замедлителей к кислотному составу используются органические кислоты (муравьиная, уксусная, метансульфоновая), хелатообразователи (ЭДТК, ЭДТА), полимеры, эмульгаторы и другие вещества [3].

Обратные кислотные эмульсии (ОКЭ) представляют собой дисперсию кислотных растворов в углеводородной среде, стабилизированную маслорастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ). ОКЭ можно приготовить, используя нефть, в этом случае эмульгаторами выступают природные вещества, содержащиеся в нефти - асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты. Однако, использование этого метода не всегда удобно, так как не позволяет контролировать стабильность, вязкость и дисперсность эмульсий [2,3].

Актуальность данной работы заключается в необходимости увеличения глубины проникновения соляной кислоты, что приведет к повышению эффективности обработки карбонатных пород. При использовании специальных эмульгаторов возможно включение в состав кислотной системы не только нефти с высоким содержанием эмульгирующих веществ, но и нефтепродуктов с улучшенными растворяющими свойствами.

Основной целью данной работы было определение эффективности различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в отношении снижения скорости реакции между карбонатной породой и соляной кислотой. Были проведены сравнительные исследования скорости взаимодействия поверхностно-активных кислотных составов и кислотной эмульсии с карбонатной породой. Результаты данной работы могут иметь практическое значение для разработки новых методов обработки карбонатных скважин, которые позволят более эффективно использовать соляную кислоту и улучшить процесс растворения карбонатной породы в удаленных от призабойной зоны участках.

Основная часть

В качестве катионных ПАВ были выбраны БетаПАВ АП-45 (кокамидопропилбетаин, 37% водный раствор) и БетаПАВАП18.30 (олеиламидопропилбетаин, 30% водно-изопропанольный раствор). В качестве неионогенных ПАВ были использованы нонилфенол (неонол) АФ9-10 и полиэфир Лапрол 503 с молекулярной массой около 500 г/моль. Кроме того, были также протестированы ПАВ КП1214.50 (алкил (12-14) бензилдиметиламмоний хлорид, 50% водного раствора) и КП1214.80 (алкил (12-14) бензилдиметиламмоний хлорид, 80% в пропилен-бутиловом растворителе).

Для приготовления кислотно-эмульсионной системы (ОКЭ) эмульгатор RQ-737 (5% от общей массы) был растворен в керосине КО-25. Затем при перемешивании верхнеприводной механической мешалкой на скорости 1000 об/мин

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

добавляли 28%-ый раствор соляной кислоты. Концентрация соляной кислоты в эмульсии составляла 15,5% масс.

Определение скорости реакции данной кислотной системы производилось с использованием прибора «Кадометр» (ООО «ЭкогеосПром»). Этот прибор предназначен для измерения массовых долей карбоната кальция и доломита в измельченных образцах горных пород и был использован для получения кинетических кривых реакции соляно-кислотного раствора и породы. Скорость реакции определялась по массе вытесненной из камеры воды в течение определенного времени. Общий вид кадометра приведен на рисунке 1.

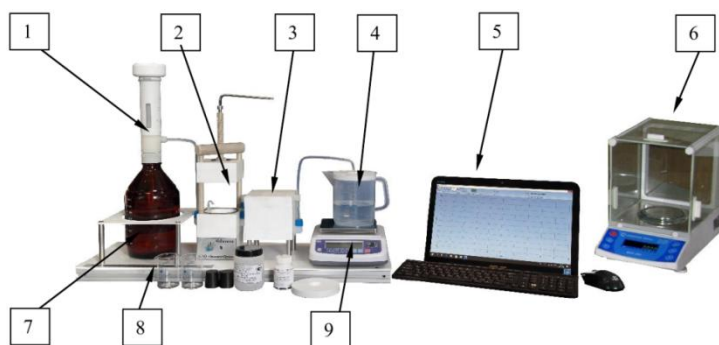


Рисунок 1 – Общий вид кадометра

- 1 – дозатор раствора кислоты; 2 – реакционная камера с мешалкой; 3 – камера; 4 – стакан;
5 – компьютер; 6 – весы для навески(в комплект поставки не входят); 7 – бутылка для
кислоты; 8 – основание; 9 – весы приборные

Кривая, полученная в результате эксперимента, позволяет наглядно оценить кинетику и степень снижения скорости реакции соляной кислоты и карбоната кальция с использованием ПАВ и ОКЭ. Полученная кривая также показывает различные фазы реакции, такие как индукционный период, фаза умеренного уровня скорости и фаза медленного затухания. Сравнение кинетических кривых при использовании различных типов ПАВ позволяет оценить их эффективность в качестве ингибиторов реакции. В результате можно сделать выводы о наиболее эффективных типах ПАВ. Проведение эксперимента с использованием кадометра и анализ полученных кривых позволяет изучать кинетику реакции соляной кислоты и карбоната кальция (рисунок 2 и 3).

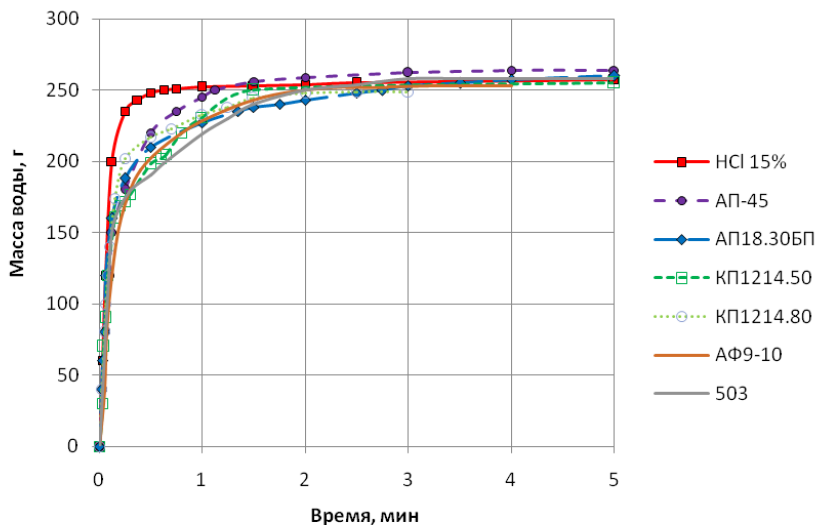


Рисунок 2 - Скорость взаимодействия поверхностно-активных кислотных составов с карбонатной породой

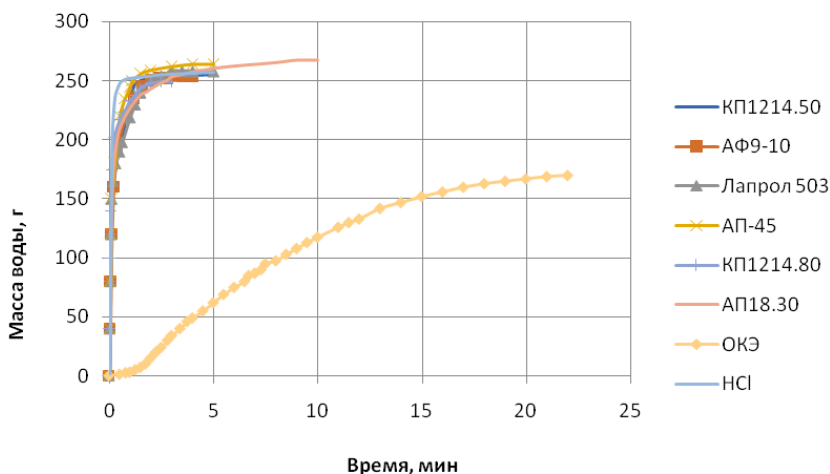


Рисунок 3. Сопоставление скорости взаимодействия поверхностно-активных кислотных составов и кислотных эмульсий с карбонатной породой

Рисунок 2 демонстрирует результаты проведенных экспериментов, где была изучена скорость реакции смесей соляной кислоты с поверхностно-активными веществами (ПАВ). Из результатов видно, что скорость реакции с ПАВ практически не отличается от скорости реакции без их присутствия. Однако, среди рассмотренных ПАВ, наиболее эффективными в замедлении скорости реакции оказались НПАВ (неонол АФ9-10) и полиэфир Лапрол 503. Цвиттерсионные ПАВ проявили схожую с катионными ПАВ эффективность.

Влияние ПАВ на скорость реакции соляной кислоты и карбонатной породы было незначительным. Наиболее эффективной системой, с точки зрения замедления скорости реакции, оказалась обратная эмульсионная система (ОЭС). Снижение скорости реакции в данной системе объясняется наличием барьера, созданного пленками углеводородного растворителя и эмульгатора, которые препятствуют немедленному взаимодействию между кислотой и породой [4]. Это позволяет более эффективно контролировать скорость реакции при использовании обратной эмульсии в качестве агента для кислотной обработки.

Выводы

По результатам проведенных испытаний можно сделать вывод, что ПАВ в разной степени замедляют скорость реакции кислоты и карбонатной породы. Наиболее эффективными оказались НПАВ и полиэфир Лапрол 503. Однако, замедление скорости реакции в данном случае незначительное. Для глубокой кислотной обработки ПЗП рекомендуется применять кислотный раствор в виде обратной эмульсии. Сравнение кинетических кривых взаимодействия поверхностно-активных КС и ОКЭ показывает, что скорость реакции кислоты и карбонатной породы снижается наиболее эффективно в случае применения кислотной эмульсии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антонов С.М., Андреев О.В., Киселев К.В. Влияние гелирующих агентов на реологические и фильтрационные характеристики соляной кислоты / Нефть и газ, 2014. – №2. – 77-82 с.
2. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2014. – № 11. – с.46-56
3. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с., ил.
4. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

УДК 622.276.6

ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА

А.Е. Алексеев, П.В. Склюев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская Федерация, p.v.sklyuev@gmail.com*

Аннотация

В данной работе представлены результаты синтеза поверхностно-активного вещества (ПАВ) из отходов производства фенола и ацетона, оценка его поверхностной активности по данным межфазного натяжения и оценка его эффективности к нефтевытеснению по данным фильтрационных испытаний. В ходе

экспериментов фиксировалась исходная проницаемость по воде и нефти, а также проницаемость после воздействия указанными углеводородными растворами. Также было проведено сравнение нефтewытеснения водного раствора исходной смолы и водного раствора синтезированного ПАВ на основе фенольной смолы. 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: фенольная смола, сульфирование, межфазное натяжение, анионные поверхностно-активные вещества, поверхностная активность, фильтрационные испытания.

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 и способные увеличивать КИН [1].

Добавка ПАВ к закачиваемой воде приводит к снижению межфазного натяжения волю на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте. Добавка ПАВ к воде приводит к уменьшению краевых углов избирательного смачивания, т.е. к улучшению смачиваемости породы водой. Кроме того, ПАВ способны диффундировать из водных растворов в нефть, вызывая снижение аномалий ее вязкости. И, наконец, водные растворы ПАВ обладают повышенными моющими свойствами и способствуют отрыву нефтяной пленки от поверхности пород. Под действием ПАВ происходит диспергирование нефти в воде, причем ПАВ в определенной мере стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры капель нефти уменьшаются. Вероятность их прилипания к твердой поверхности уменьшается. Все это в конечном итоге ведет к повышению нефтепроницаемости пористой среды и коэффициента вытеснения нефти из пласта. В нефтепромысловой практике для увеличения нефтеотдачи пласта наибольшее применение получили неионогенные ПАВ, которые либо непрерывно закачиваются в пласт в виде низкоконцентрированных (0,05-0,10 %) водных растворов, либо периодически закачиваются в виде оторочек высококонцентрированных (5-10 %) водных растворов. Лабораторные исследования показали, что при использовании ПАВ нефтеотдача может возрастать в 1,10-1,12 раза по сравнению с обычным заводнением [2].

Актуальность данной работы заключается в том, чтобы найти новый источник сырья для синтеза поверхностно-активного вещества (ПАВ) и возможности превращения отходов производства в ценные продукты. В качестве сырья для синтеза ПАВ использовалась фенольная смола, которая состоит из отходов фенола.

ПАВ, благодаря ряду уникальных свойств находят широкое применение в различных процессах ПНП и ИДН. При этом ПАВ являются дорогостоящими компонентами, поэтому существует необходимость рассмотрения новых сырьевых источников для получения бюджетных ПАВ. Одним из возможных сырьевых источников является фенольная смола- отход производства фенола и ацетона. Оценка возможности использования ФС для получения ПАВ является актуальной задачей, поскольку ПАВ обладает низкой стоимостью, что повысит экономическую рентабельность применения ПАВ и решается проблема утилизации отходов производства. 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 и данным фильтрационных испытаний.

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 42%, 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 DataPhysics SVT15 по методу вращающейся капли. Для проведения измерения межфазного натяжения системы «керосин – водный раствор ПАВ» приготовили раствор ПАВ концентрацией 0,1%.

По результатам ранее проведенных испытаний [3] межфазное натяжение 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.

Фильтрационные испытания проводили на насыпной модели керна, для которой был использован кварцевый песок фракции 0,075-0,212 мм. Кварцевый песок уплотняли при помощи вибростенда. Отношение длины модели керна к её диаметру составляло 10. Объём пор определяли по пресной воде. С целью моделирования процесса заводнения жидкости прокачивали в следующем порядке: пресная вода (для установления объёма пор), пластовая вода, нефть, закачиваемая вода, оторочка 0,25 объёма пор 1%-ного водного раствора ФС и ПАВ на основе ФС, закачиваемая вода, нефть. Результаты фильтрационных испытаний приведены на рисунках 1 и 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

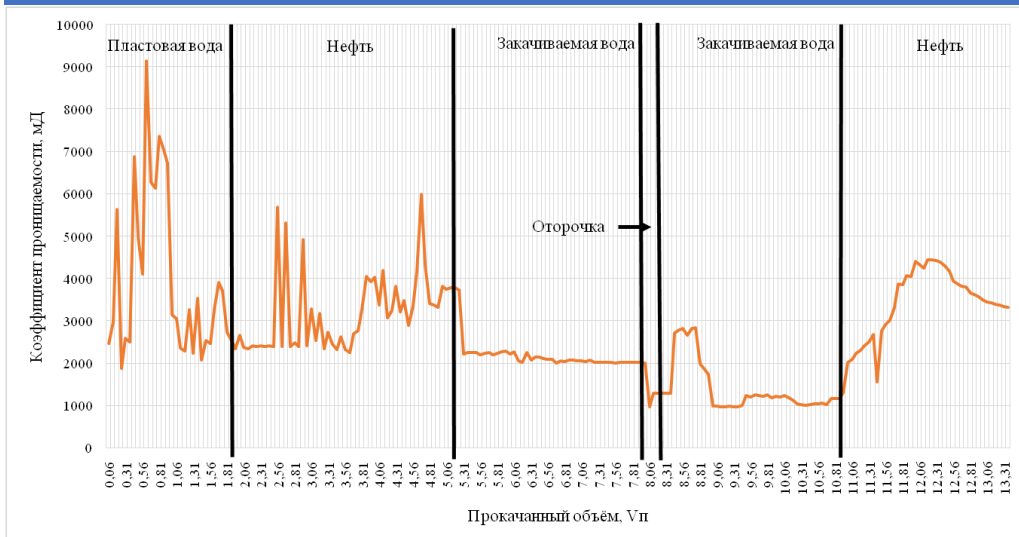


Рисунок 1– Зависимость коэффициента проницаемости от объема прокачанной жидкости относительно объема пор V_p при фильтрации 0,1% водного раствора ФС

Из рисунка 1 видно, что оторочка ФС снижает проницаемость по воде ($K_{пр\ после}/K_{пр\ до}$ составляет 0,68) и увеличивает проницаемость по нефти в 1,26 раз при максимальных значениях проницаемости (область 10,88-11,88 V_p на рис. 1). ФС практически не менял проницаемость по воде. Коэффициент проницаемости по нефти после воздействия углеводородным раствором ФС и переходе с закачиваемой воды на нефть резко повышается и достигает в максимуме до 4451,13 мД. После этого проницаемость равномерно снижается. В результате прокачки 0,2 объемов пор оторочки 0,1%-ного водного раствора ФС было вытеснено 45,9% остаточной нефти.

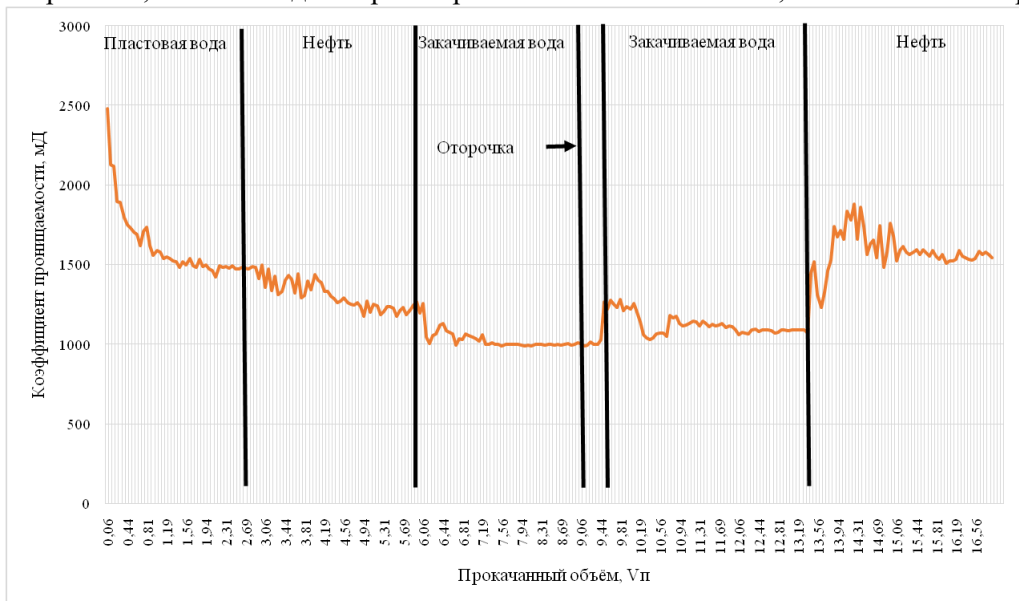


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента проницаемости от объема прокачанной жидкости относительно объема пор V_p при фильтрации 0,1% водного раствора ПАВ

Из рисунка 2 видно, что после закачки оторочки ПАВ проницаемость по закачиваемой воде растет, что связано с гидрофильностью продукта. После обработки проницаемость по воде немного возрастает и составляет 1122,23 мД (возрастает в 1,10 раз). Наблюдается резкое увеличение проницаемости при смене прокачиваемого флюида с закачиваемой воды на нефть после прокачанной оторочки композиции. После максимального значения проницаемости по нефти порядка 1750-1900 мД наблюдается тенденция к плавному снижению проницаемости. В результате закачки оторочки ПАВ было вытеснено 75,1% остаточной нефти.

При фильтрационных экспериментах ПАВ отношение $K_{пр}$ после/ $K_{пр}$ до для нефти оказалось выше, чем максимальное значение, полученное в аналогичных условиях для ФС (у ПАВ максимальное значение $K_{пр}$ после/ $K_{пр}$ до составило 1,44), эффект от воздействия длился дольше, что можно объяснить более высокой поверхностной активностью и более высокой сорбцией.

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 определения поверхностной активности и фильтрационных испытаний можно сделать вывод о том, что раствор ПАВ, полученный из фенольной смолы, может применяться в процессах нефтедобычи в качестве нефтewытесняющего и гидрофобизирующего агента.

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. Алексеев А. Е., Белоусова Ю. Ю., Склюев П. В. Оценка возможности получения поверхностно-активного вещества для повышения нефтеотдачи пластов из отходов производства фенола/ Ашировские чтения, 2023. Т. 2. С. 184-187.

**РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ОБЛАСТЕЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА
ИТОГОВУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
ПРОИЗВОДСТВА СПГ**

Д.А. Алпатов, Д.А. Мельникова

*ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
e-mail: alpatovdenis@inbox.ru*

Аннотация

Вопрос расчета эффективности любого предприятия неразрывно связан с определением факторов, оказывающих влияние на итоговую эффективность протекающих в нем технологических процессов. В статье исследуются различные области и их взаимосвязи, которые тесно воздействуют на эффективность технологических процессов производства сжиженного природного газа (СПГ). Разрабатывается классификация, позволяющая систематизировать и оценивать приведенные области влияния.

Ключевые слова: эффективность, технологический процесс, СПГ.

Исторически, экспорт российского газа был связан с поставкой сырья по трубопроводам. Благодаря построенной в советское время инфраструктуре объем российского газа, поставляемого в Европейский Союз, систематически увеличивался после 90-х годов прошлого века, достигнув рекордных значений в 200 миллиардов кубометров в 2018 году [1]. Однако за пять десятилетий, прошедших с начала экспорта, мировой газовый рынок изменился. Трубопроводный транспорт несет огромные риски как на этапе реализации проекта, так и на этапе эксплуатации самого объекта, что показали проекты Газпрома «Северный поток». В современном мире стремительного развития технологий, повышенных требований к эффективности производства, а также вводимых международно-правовых санкций, проектирование и строительство заводов по производству СПГ становятся важнейшими задачами для России.

Задачей любого технологического процесса является реализация качественной продукции с минимальными показателями затрат.

Согласно ГОСТ Р ИСО 9000–2015 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь» под эффективностью понимается соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами. Достигнутый результат определяется уровнем качества готовой продукции, а использованные ресурсы определяются затратами и зависят непосредственно от особенностей технологического процесса [2].

Рассмотрим подробнее области, влияющие на технологический процесс производства СПГ:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1) Сырье и его качество. Качество и состав исходного природного газа, а также его содержание примесей, могут повлиять на эффективность процесса. Высокое содержание влаги, кислых газов или тяжелых углеводородов может требовать дополнительных этапов очистки и обработки, что сказывается на итоговой экономике предприятия.

2) Климатические условия. Известно, что охлаждение природного газа до температуры сжижения происходит при осуществлении теплообмена между хладагентом и исходным сырьевым газом, который изначально имеет температуру окружающей среды. Соответственно, возникает прямая корреляция между температурой воздуха и производительностью заводов, обуславливаемая влиянием климата на энергетические режимы работы основного оборудования, количество циркулирующего хладагента, и в конечном итоге, на объем выпускаемого продукта.

3) Энергия. Для сжижения газа требуются огромные мощности технологического оборудования, которому для работы необходимо значительное количество энергии. Оптимизация процессов сжижения с помощью рационально подобранной технологии и настройки оборудования, доступность дешевой и надежной энергии, оказывает непосредственное влияние на эффективность процесса.

4) Используемая технология сжижения. Развитие технологии сжижения всегда находится в поиске компромисса между требованиями экономичности в зависимости от единичных мощностей, конкретных условий эксплуатации и других факторов. Добиться оптимального решения позволяет выбор технологии, максимально использующей преимущество холодного климата. Так, на рисунке 1 изображена взаимосвязь объема выпуска СПГ от температуры окружающей среды со взятыми для сравнения двумя известными технологиями: DMR и C3MR.

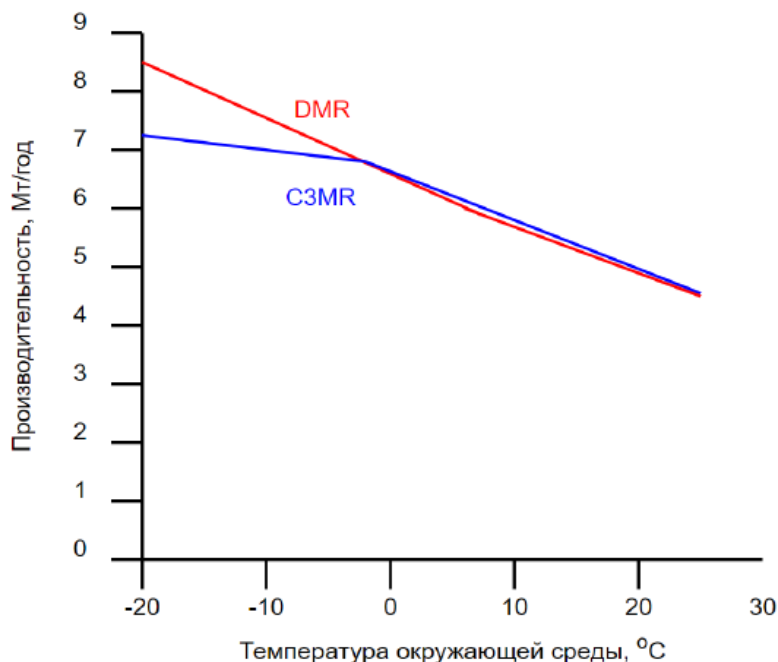


Рисунок 3 - Расчетная зависимость производительности заводов СПГ от температуры окружающей среды для процессов DMR и C3MR [3]

5) Экономическая эффективность играет ключевую роль в итоговой оценке эффективности предприятия. Рентабельность обеспечивает привлечение инвестиций, конкурентоспособность, устойчивость к просадкам, таким образом, увеличивая гибкость и адаптивность в работе завода.

Выводы

В результате проведенных исследований и анализа выявленных областей, разработана функциональная схема взаимосвязи основных факторов, влияющих на итоговую эффективность технологических процессов производства СПГ, представленная на рисунке 2.



Рисунок 4 - Систематизация областей, влияющих на итоговую эффективность технологического процесса производства СПГ

Можно отметить, что разработанная схема представляет собой ценный инструмент, позволяющий систематически подойти к вопросу оценки эффективности технологических процессов при проектировании и эксплуатации заводов СПГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Development of liquefied natural gas extraction in the Russian Arctic with Chinese investments / A. E. Zubarev, A. V. Tishkov, Sh. Guo, Yu. Jia // Вестник Тихоокеанского государственного университета. – 2023. – No. 1(68). – P. 91-100. – EDN ORQXOW.
2. ГОСТ Р ИСО 9000–2015. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 сентября 2015 г. № 1390-ст: дата введения 2015-11-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом сертификации. – Текст: электронный // Техэксперт: [сайт]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200124393>.

3. Гречко, А. Г. Возможные направления оптимизации проектов крупнотоннажного производства сжиженного природного газа / А. Г. Гречко, А. И. Новиков // Газовая промышленность. – 2017. – № 6(753). – С. 74-82. – EDN YUPZKP.

ПРОДУКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

В.А. Вальнин, А.М. Зиновьев

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

г. Самара, Россия E-mail: Slava.Valynin@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается на сколько может быть эффективно применение геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях

Ключевые слова: ГТМ, нефтяные месторождения, эффективность, геолого-технические мероприятия.

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки геолого-технических мероприятий, с помощью которых нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений. Геолого-технические мероприятия – комплекс работ, проводимых на местах добычи нефти (на скважинах) с целью поддержания плановых показателей добычи нефти и нефтяного газа, а также регулирования разработки месторождений. Геолого-технические мероприятия имеют отличие от других видов работ на нефтяных скважинах, заключающееся в приросте добычи нефти. Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия.

Оценка эффективности ГТМ, рассматривает подход к оценке достижения проектных показателей разработки месторождений, согласно действующему проектному документу. Оценивается высокая степень важности ГТМ и сочетание их с текущим и капитальным ремонтом. Технологический эффект не всегда дает экономического эффекта. Связи с этим должны быть рассмотрены всевозможные варианты разработки месторождения, учитывающие технико-технологические, геолого-физические характеристики месторождения.

Нефтяными компаниями рассматривается цель реализации геолого-технических мероприятий, выбор вида и метода, а также величина достигаемых эффектов. Вследствие неоднозначности существующих подходов к определению эффективности геолого-технических мероприятий рассматриваются преимущества и недостатки существующих способов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий. Разбор данных, полученных на практике, позволяет сделать автору вывод о том, что эффективность геолого-технических мероприятий сильно отличается от проектной эффективности, не только качественно, но и количественно. Автор предлагает более точно учитывать эффект от геолого-технических мероприятий с позиции не только прироста добычи нефти в ходе их реализации, но и сокращения темпа её падения.

Для увеличения точности оценки рекомендуется каждое мероприятие выделять в отдельный инвестиционный проект, и на начало периода моделирования

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

все рассматриваемые проекты разнести по группам в зависимости от состояния скважин по фонду. При оценке геолого-технических мероприятий предлагать применять следующий порядок действий: до их проведения определить базовый объем добычи нефти, а после – сравнить его с фактическим объемом добычи.

При анализе эффективности ГТМ в обязательном порядке рассматриваются следующие показатели:

- принадлежность ГТМ к определенной группе по типу воздействия на пласт или по целевому назначению;
- затраты на проведение ГТМ;
- исполнитель проведения ГТМ;
- общий, относительный и удельный эффекты ГТМ;
- успешность проведения ГТМ;
- продолжительность эффекта ГТМ.

Помимо всех этих показателей, в процессе анализа эффективности во внимание берутся ещё и дополнительные показатели – ожидаемый и фактический эффекты ГТМ, изменение коэффициентов эксплуатации скважины и падения дебита газа, газового конденсата и нефти.

Основным показателем технологической эффективности ГТМ является общий его эффект.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Влияние геолого-технологических факторов на повышение нефтеотдачи пластов // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE г. Москва. 26–28 октября 2010.
2. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия /Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М. Петраков // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С.
3. Технологическая эффективность геолого-технологических мероприятий – одна из составляющих организации производства [Текст]/М. Г.Гейхман,[и др.] //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. –Тюмень.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Д. Алферов, А.М. Зиновьев

СамГТУ, г. Самара, Россия

Аннотация. В современном мире добычи углеводородов для всех добывающих Компаний актуально эффективное планирование инвестиций, направленных на поддержание и рост добычи. Одним из крупных драйвером в получении прибыли является базовая добыча, которую Компании стараются

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

максимально поддерживать. В данной работе рассмотрен самый эффективный метод вытеснения нефти из пласта ВГВ.

Ключевые слова: воздействие на залежи, Ванкорское месторождение, состояние разработки, риски, нефть, залежи.

ВВЕДЕНИЕ

Ванкорское месторождение — нефтегазовое месторождение в Туруханском районе Красноярского края в 142 км от Игарки. Его площадь составляет 416,5 кв. км. Для разработки месторождения был создан вахтовый поселок Ванкор. По системе геологического нефтегазового районирования Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области в составе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В Ванкорский блок, помимо собственно Ванкорского месторождения, также входят Лодочное, Тагульское и Сузунское месторождения.

Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2014 г. составляют 500 млн тонн нефти и конденсата и 182 млрд кубометров газа (природного и растворенного).

Ванкорское нефтегазовое месторождение было открыто 22 апреля 1988 г. В 2003 г. компания «Роснефть» получила лицензию на разработку месторождения в результате приобретения «Англо-Сибирской нефтяной компании». В связи с этим в 2004 г. было зарегистрировано ЗАО «Ванкорнефть», началась реализация проекта геологоразведочных работ на Ванкорском месторождении.

В 2006 г. началось эксплуатационное бурение, обустройство месторождения и строительство магистрального трубопровода. 7 мая 2009 г. на 88-м км магистрального нефтепровода Ванкор — Пурпе был сварен «золотой стык». Общая протяженность нефтепровода составила 556 км, его проектная мощность — около 30 млн. тонн нефти в год (600 тыс. баррелей в сутки).

В 2009 г. начальные извлекаемые запасы нефти и конденсата месторождения увеличились со 125 (на начало 2004 г.) до 525 млн тонн. 21 августа 2009 г. состоялась официальная церемония ввода Ванкорского месторождения в промышленную эксплуатацию. В 2010 г. было добыто 12,7 млн тонн нефти, в 2011 г. — 15 млн тонн.

16 апреля 2012 г. на центральный пункт сбора пошла первая нефть: через четыре года строительно-монтажных работ началась технологическая обкатка оборудования первого пускового комплекса. В 2012 г. было добыто 18,3 млн тонн нефти, а 6 января 2013 г. на месторождении добыли 50-миллионную тонну с начала эксплуатации. 13 декабря 2013 г. нефтяники отметили 70-миллионный рубеж.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состояние разработки Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Накопленная добыча нефти и конденсата, млн тонн	153,4
Текущие извлекаемые запасы нефти, млн тонн	324,7
Текущие извлекаемые запасы газового конденсата, млн тонн	2,2
Пиковая добыча нефти и конденсата, млн тонн	22 (в т.ч. 0,49 млн тонн ГК)
Текущая добыча нефти и конденсата, млн тонн	17,6 (в т.ч. 0,67 млн тонн ГК)
Текущий КИН	0,133
Текущая обводненность, %	76,4
Отбор от НИЗ / отбор от вовлеченных запасов, %	32/32
Средний дебит нефти, тонн/сут.	105
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	446

По состоянию на 01.01.2020 г. Ванкорское месторождение насчитывает 726

скважин по основным эксплуатационным объектам, в т.ч.:

- 472 нефтедобывающие;
- 156 нагнетательных;
- 22 газовые;
- 76 водозаборных.

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения показана на рисунке 2.

Основные особенности разработки месторождения:

- III стадия разработки месторождения;
- опережающая обводненность пластов Як-III-VII и

Нх-III-IV. Основные осложняющие факторы:

- высокопроницаемые пропластки Як-III-VII;
- высокое соотношение добывающих скважин к нагнетательным (~ 3);
- суперколлектор Нх-III-IV;
- зоны низких ФЕС Нх-I и Нх-III.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Рисунок 1 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Текущая стратегия разработки месторождения:

- уплотняющее бурение;
- вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами Нх-I и Нх-III;
- развитие стратегии по ограничению водопритока ВПП/РИР;
- реализация стратегии водогазового воздействия.

ОСНОВНЫЕ РИСКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются вечная мерзлота в интервале (0–550 м) и повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %). Для нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (27,1 МПа), массивная газовая шапка. Также при эксплуатации скважин яковлевского и нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО. Анализ отказов по осложнениям показан на рисунке 2.

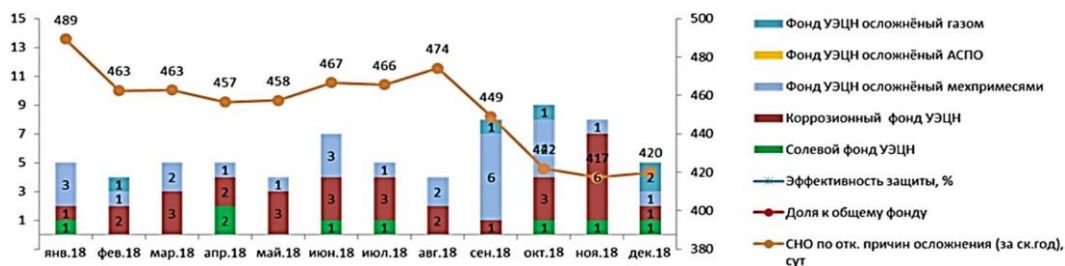


Рисунок 2 – Анализ отказов по осложнениям

Газовые методы воздействия

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта. Нагнетание двуокиси углерода. Механизм вытеснения нефти CO₂ имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальтосмолистых веществ и отсутствия источников CO₂ применение данного метода не рекомендуется. Нагнетание углеводородного газа. Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями. Отмечая в пластах Як-III-VII повышенную вязкость нефти, содержание асфальтосмолистых веществ и невысокую пластовую температуру, можно предположить, согласно, что минимальное давление смешиваемости сухого углеводородного газа и нефти залежи Як-III-VII составит около 30 МПа. Значит, вытеснение нефти углеводородным газом в пластах Як-III-VII будет несмешивающееся, так как среднее давление на забое нагнетательных скважин будет меньше минимального давления смешиваемости. Такой процесс вытеснения будет характеризоваться значительно меньшей эффективностью, чем смешивающееся вытеснение. Учитывая несмешивающееся вытеснение нефти углеводородным газом и повышенную вязкость нефти, способствующую быстрым прорывам газа к забоям добывающих скважин, данный метод воздействия не рекомендуется применять в условиях залежи Як-III-VII. Надо заметить, что вытеснение нефти углеводородным газом в пластах нижнехетской свиты будет смешивающееся либо частично смешивающееся, так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой эффективностью. Метод водогазового воздействия (ВГВ). Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения или закачки газа. Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением. Поскольку Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, то рассматривается использование метода водогазового воздействия. Для геолого-физических характеристик продуктивных пластов Ванкорского месторождения по всем критериям применимости соответствует водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение) и/или через барьерные скважины по технологии ВНИИнефть либо с применением пенообразующих нефтеводорастворимых агентов, либо без ПНВРА (вертикальное вытеснение). Реализация данного воздействия на Ванкорском месторождении не ограничивается техническими причинами: соответствие конструкции скважин требованиям технологий; реализация этого метода не требует использования компрессорных станций, газораспределительных устройств.

Осложнения, связанные с образованием механических примесей

Основной объективной причиной, исключая организационные причины, негативно влияющей на работу механизированного фонда, является вынос

механических примесей.

На текущий момент проблемам выноса механических примесей посвящено множество научно-исследовательских работ. Выработано множество классификаций и методов для борьбы с пескопроявлениями на добывающих скважинах.

В целом при анализе проблем и путей решения с пескопроявлениями на скважинах необходимо ответить на следующие вопросы:

- причины, заставляющие бороться с песком: снижение производительности скважин, разрушение обсадной колонны, целевых фильтров и другого оборудования, очистка добываемого продукта от песка и проблема удаления песка;
- факторы, определяющие, в каких случаях необходимо применять средства задержания песка;
- особенности методов бурения и заканчивания скважин и выбор соответствующих жидкостей и других путей решения позволяющих предупредить возникновение осложнений из-за выноса песка.

Продуктивные отложения Ванкорского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно, вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессий, необходимых для промышленной добычи углеводородов, неизбежно приводит к выносу механических примесей.

На месторождениях Западной Сибири, в частности, Самотлорского месторождения на основе анализа причин выхода из строя насосных установок, а также изучения технических условий на выпускаемые УЭЦН различных типоразмеров и исполнений сделаны следующие выводы:

- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для УЭЦН в обычном исполнении;
- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 300 мг/л – неопасный диапазон для УЭЦН в специальном исполнении (износостойкие);
- диапазон механических примесей с концентрацией более 10 мг/л для УЭЦН в обычном исполнении и более 30 мг/л для УЭЦН в специальном исполнении характеризуется повышенным эрозийным износом и вибрацией УЭЦН, сопровождающимся выпадением солей на рабочих органах насосов;
- при появлении механических примесей с концентрацией более 500 мг/л, кроме эрозийного износа и вибрации, наблюдается заклинивание УЭЦН («клин»).

Анализ динамики содержания механических примесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса примесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л), как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

зависимостях:

- механических примесей от обводнённости продукции;
- механических примесей от депрессии на пласт;
- механических примесей от коэффициента продуктивности скважин.

Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- 1) подбор износостойкого оборудования;
- 2) закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- 3) установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам проведённых исследований в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения и сделан следующий вывод: в качестве воздействия на залежь по всем критериям применимости рекомендуется водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения 2015 г. книга 1.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения 2015 г. книга 2.
3. Трофимов А.С., Платонов И.Е., Мигунова С.В. Водогазовое воздействие на Самотлорском месторождении. - СПб.: НПО «Профессионал», 2009. - 190 с.
4. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты//Территория Нефтегаз. - 2006. - № 2. - С. 54-59.
5. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: "Российские системы заканчивания горизонтальных скважин" // Нефтесервис - 2013 №- стр

УДК: 622. 276.6

**ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

И.Е. Лысенков, Р.А. Шаяхметов, А.А. Маланченко, К.И. Шарипова

ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, Россия

LysenkovIE@bnipi.rosneft.ru

**EXPERIENCE OF USING HORIZONTAL WELLS TO MAINTAIN
RESERVOIR PRESSURE BY THE EXAMPLE OF WEST SIBERIA OILFIELD**

I.E. Lysenkov, R.A. Shaiakhmetov, A.A. Malanchenko, K.I. Sharipova

«RN-BashNIPIneft», Ufa, Russia

Key words: horizontal hole, maintenance of reservoir pressure, conformance factor, enhanced oil recovery.

Annotation:

A reservoir pressure maintenance system by waterflooding is often used to maximize the development of oil fields. As a rule, injection wells have an intentionally deviated borehole profile, and much less often they have a horizontal one.

Horizontal wells in the support system allow injecting large volumes of a working agent into the stratum without the threat of spontaneous auto-hydraulic fractures, and contribute to an increase in the drainage area of the developed formation, which ultimately allows increasing the final oil recovery. Horizontal wells in the reservoir pressure maintenance system allow adjusting the injectivity in a wide range of injected fluid for the most efficient development of the object.

The experience of using horizontal wells in the reservoir pressure maintenance system is shown on the example of the southern part of the BS11 reservoir of the field of LLC RN-Yuganskneftegaz. Based on the results of XPT studies (hydrodynamic logging) a hydrodynamic connection was established over the entire formation thickness. The results of tracer studies indicate the presence of interference between the wells and the absence of rapid breakthroughs of the injected agent into individual wells. The latter indicates the absence of auto-hydraulic fractures, which is confirmed by the results of hydrodynamic studies carried out on all four horizontal injection wells.

The BS11 reservoir is represented by one layer-uplifted deposit. The share of the oil-water zone is 100%. In order to avoid rapid water cut of the production fluid and to achieve the highest oil withdrawal, all horizontal wells were drilled into the top of the formation. This fact, the reservoir properties and the carried out results of the studies make it possible to transfer effectively horizontal wells in the formation boundary zone for

injection, which will facilitate oil displacement both in the "well-well" direction, and, mainly, by raising the oil-water contact to the roof formation. In accordance with the planned strategy for the development of the reservoir pressure maintenance system, four horizontal wells were transferred to water injection. As a result, an increase of petroleum production was obtained in the reactive producing wells.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, поддержание пластового давления, коэффициент охвата, повышение нефтеотдачи.

Аннотация:

Для достижения максимальных показателей разработки нефтяных месторождений часто используют систему поддержания пластового давления путем заводнения. Нагнетательные скважины, как правило, имеют наклонно-направленный профиль ствола, и гораздо реже горизонтальный.

Горизонтальные скважины в системе поддержания пластового давления позволяют закачивать в пласт бóльшие объемы рабочего агента без угрозы возникновения самопроизвольных трещин автоГРП, способствуют увеличению площади дренирования разрабатываемого пласта, что в итоге позволяет увеличить конечную нефтеотдачу. Горизонтальные скважины в системе поддержания пластового давления позволяют регулировать приемистость в широком диапазоне закачиваемой жидкости для наиболее эффективной разработки объекта.

На примере южной части пласта БС11 исследуемого месторождения ООО «РН - Юганскнефтегаз» показан опыт использования горизонтальных скважин в системе поддержания пластового давления. По результатам ХРТ исследований (гидродинамический каротаж) установлена гидродинамическая связь по всей мощности пласта. Результаты трассерных исследований свидетельствуют о наличии интерференции между скважинами и об отсутствии быстрых прорывов закачиваемого агента в отдельные скважины. Последнее говорит об отсутствии трещин автоГРП, что подтверждается результатами гидродинамических исследований на всех четырех горизонтальных нагнетательных скважинах.

Пласт БС11 представлен одной залежью пластово-сводового типа. Доля водонефтяной зоны составляет 100 %. Во избежание быстрого обводнения скважин и для достижения наибольших отборов нефти все горизонтальные скважины пробурены в кровельной части пласта. Данный факт, фильтрационно-емкостные свойства пласта и результаты проведенных исследований позволяют эффективно переводить под нагнетание горизонтальные скважины в приконтурной зоне пласта, что будет способствовать вытеснению нефти как в направлении «скважина-скважина», так и, главным образом, путем поднятия водонефтяного контакта к кровле пласта.

Согласно плановой стратегии освоения системы поддержания пластового давления четыре добывающие горизонтальные скважины были переведены под

закачку воды. В результате был получен прирост по добыче нефти в реагирующих добывающих скважинах.

Введение

На сегодняшний день для поддержания пластового давления (ППД) большинство нефтяных месторождений разрабатывается с использованием системы заводнения. Несмотря на то, что для добычи нефти положительно зарекомендовали себя именно скважины с горизонтальным окончанием, нагнетательные скважины традиционно являются наклонно-направленными, и, лишь за редким исключением, горизонтальными. Примером использования горизонтальных скважин (ГС) для нужд ППД является южная часть залежи пласта БС11 исследуемого месторождения.

Применение скважин с горизонтальным окончанием в ППД

Горизонтальные нагнетательные скважины имеют большую приемистость по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС). Возможность ускоренного наращивания уровня компенсации отборов жидкости особенно важна в условиях, когда ФЕС пласта не позволяют этого достичь при применении обычных ННС. Применение горизонтальных нагнетательных скважин приводит к увеличению площади дренирования разрабатываемого пласта, что в итоге позволяет увеличить конечную нефтеотдачу. Увеличение коэффициента охвата с применением данной технологии ведет к уменьшению застойных и промытых зон пласта, которые неизбежно образуются в случае использования ННС.

Горизонтальные скважины в ППД имеют большой потенциал изменения приемистости закачиваемого агента, что является дополнительным инструментом управления разработкой, как локальной зоны пласта, так и месторождения в целом [1]. Использование гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на заключительной стадии разработки месторождения будет способствовать получению максимально возможного эффекта от процесса заводнения.

Применение ГС приводит к снижению плотности сетки скважин (ПСС), также весомым преимуществом использования ГС является то, что даже при достаточно большой приемистости забойное давление скважины меньше давления разрыва породы, что устраняет риск образования самопроизвольных трещин (автоГРП), и, как следствие, быстрого обводнения окружающих добывающих скважин [2,3].

На сегодняшний день нет достаточного количества исследований, которые позволили бы создать структурированную технологию эффективного использования ГС в ППД. Иностранные источники сообщают о единичных успешных случаях внедрения горизонтальных скважин в систему ППД. Так, например, опыты по использованию ГС в течение трех лет (6 сентября 2002 – 30 сентября 2005) проводились на одном из месторождений штата Оклахома, США. Первые исследования, проводившиеся на месторождение Woolaroc, пришлось приостановить из-за более низких, чем ожидалось, фильтрационно-емкостных

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

свойств (ФЕС) породы (проницаемость $k = 1,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; пористость $m = 13,9$ %). Проект был перемещен на соседнее месторождение Wolco с более высокими ФЕС, ($k = 29,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; $m = 18$ %) хорошей вертикальной связью пласта-коллектора и считается технически и экономически успешным. Далее проект был расширен на смежное месторождение Avant, где результат признан выдающимся успехом [4].

На сегодняшний день в ООО «РН - Юганскнефтегаз» горизонтальные скважины (без ГРП) для закачивания в пласт рабочего агента применяют на нескольких месторождениях.

Геолого-физическая характеристика и текущее состояние разработки анализируемого месторождения (Пласт БС11)

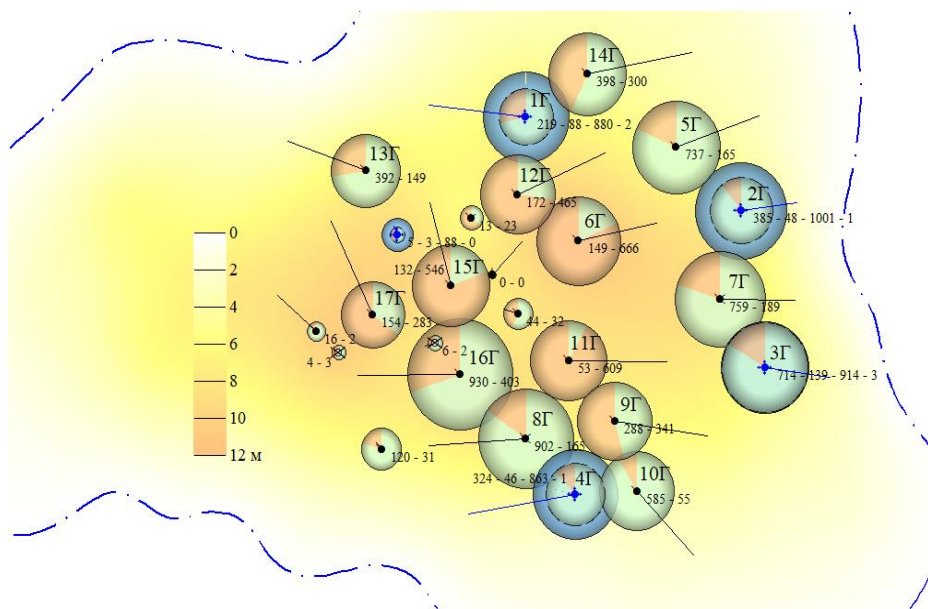
Исследуемое нефтяное месторождение находится на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. По величине извлекаемых запасов нефти относится к категории средних. Основным объектом разработки является пласт БС11 (содержит 70,5% начальных извлекаемых запасов нефти месторождения) сортымской свиты валанжинского яруса.

Пласт БС11 сложен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и карбонатных отложений. Коллекторами нефти являются мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, серые и буровато-серые, как правило, с массивной, реже – микрослоистой текстурой, обусловленной намывами углиторастительного детрита и слюд. По минералогическому составу это аркозовые и полимиктовые разности. Основными породообразующими минералами является кварц (от 31,3 % до 38 %) и полевые шпаты (48,6 % - 54,2 %)

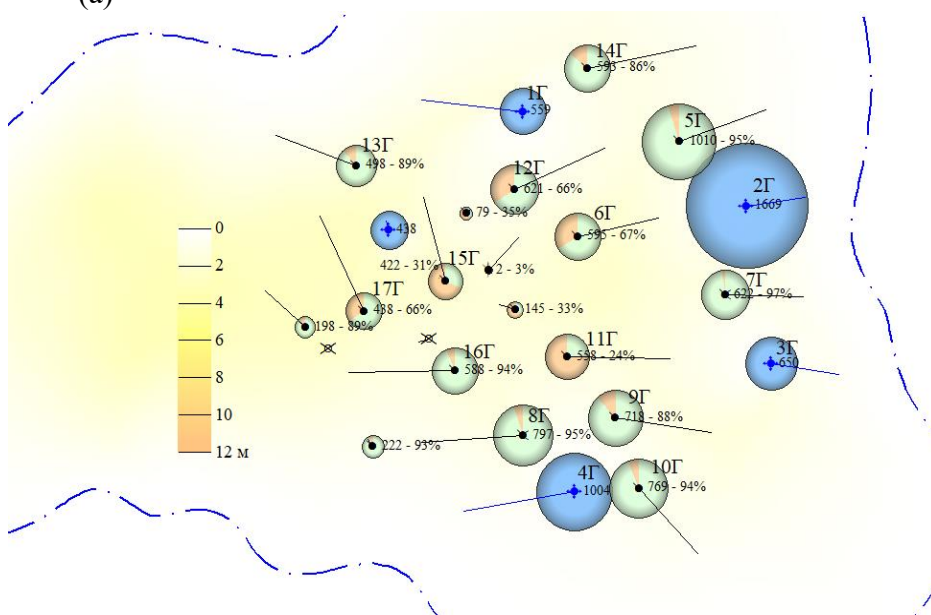
В пласте выделена одна залежь размерами 11,3 x 6,5 км. Общая высота залежи 21 м. Средняя эффективная толщина составляет 11,1 м при среднем по площади значении нефтенасыщенной толщины – 4,6 м.

Коллектор характеризуется высокими ФЕС с преобладанием коллектора III - IV классов по Ханину А.А. Проницаемость песчано-алевролитовых пород в среднем по пласту составляет $84,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средневзвешенное по пласту значение открытой пористости – 19,3 %.

Залежь пласта БС11 разрабатывается с 2014 года. Реализована однорядная система добывающих и нагнетательных ГС длиной горизонтального участка 700 м, расстояние между рядами 600 м, в ряду 300 м. Система заводнения начала формироваться с планового перевода высокообводнившихся добывающих скважин в краевой части залежи под нагнетание. Это позволило остановить падение пластового давления и увеличить давление на приеме насоса добывающих скважин. Карты накопленных и текущих отборов южной части пласта БС11 приведены на рисунке 1.



(a)



(б)

Рисунок 1 – Карта накопленных отборов и начальных нефтенасыщенных толщин (а) и карта текущих отборов и текущих нефтенасыщенных толщин (б) южной части пласта БС11

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нагнетательные горизонтальные скважины расположены в краевой части пласта с направлением горизонтального ствола к внешнему контуру нефтеносности. Данные скважины находятся в зоне интенсивных отборов, что обусловлено высокими дебитами добывающих скважин. На момент перевода первых скважин в ППД общий дебит нефти на участке составлял 1643,6 т/сут. с накопленным отбором нефти 3141 тыс. т. Достигнув высокой обводненности, первые две скважины №№ 2Г и 4Г были переведены в ППД с общей приемистостью 2304 м³/сут. Накопленный отбор нефти по ним составил 87 тыс. т. Через месяц после перевода первых двух скважин под нагнетание суммарный дебит нефти соседних скважин (скважины №№ 5Г, 6Г, 7Г, 8Г, 9Г, 10Г, 11Г) увеличился на 22,7 т/сут, или на 4,8 % (таблица 1).

Таблица 1 – Технологические показатели работы скважин

Скв №	Дата перевода в ППД	Нулевой месяц			Через 1 месяц			Разница		
		Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	% Н ₂ O	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	% Н ₂ O	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	% Н ₂ O
2Г	Нулевой месяц	14,2	401	96						
5Г		43,8	449	89	32,8	463	92	-11	14	3
6Г		136,4	175	12	138,8	178	12	2,4	3	0
7Г		18,5	417	95	23,5	443	94	5	26	-1
4Г	Нулевой месяц	47,1	591	91						
8Г		53,5	549	89	63,0	711	90	9,5	162	1
9Г		175,0	227	13	176,0	231	14	1,0	4	1
10Г		33,5	420	91	41,5	426	89	8,0	6	-2
11Г		207,9	247	5	215,7	259	6	7,8	12	1
Итого		668,6	2484		691,3	2711		22,7	227	

Прирост по скважинам №№ 6Г, 9Г свидетельствует о меньшем отклике на закачку рабочего агента. Это объясняется относительной удаленностью от скважин ППД. В последующие месяцы наблюдался значительный прирост дебита по нефти.

Позже, согласно плановой стратегии освоения системы ППД под закачку были переведены еще две горизонтальные скважины №№ 1Г, 3Г. Суммарный накопленный отбор нефти по ним составил 211 тыс. т. Приемистость скважин в первый месяц закачки составила 2826 м³/сут. На рассматриваемом участке пласта находятся 13 добывающих скважин №№ 12Г, 13Г, 14Г, 15Г, 6Г, 5Г, 16Г, 7Г, 11Г, 8Г, 9Г, 17Г, 10Г. У скважин №№ 13Г, 14Г, 7Г дебит нефти снизился, что связано, прежде всего, с их выработкой и расположением в краевой части залежи. Суммарный прирост дебита нефти по всем скважинам составил 50,4 т/сут. В последующем эффект от закачки проявился еще сильнее. Так, на пятый месяц закачки суммарное приращение дебита нефти скважин составило +758,7 т/сут, на девятый месяц – +711,3 т/сут, что составляет 46,3 % и 43,3 % соответственно от дебита нефти до внедрения системы ППД (таблица 2).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2 – Технологические показатели работы скважин

Скв №	Дата перевода в ППД	Нулевой месяц			Через 1 месяц			Через 5 месяцев			Через 9 месяцев			Разница (через 1/ 5/ 9 месяцев)		
		Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% H2O	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% H2O	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% H2O	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% H2O	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% H2O
4Г	Нулевой месяц															
2Г	Нулевой месяц															
3Г	Нулевой месяц	50,3	811	93												
1Г	Нулевой месяц	30,6	266	87												
12Г		161,6	194	6	181,0	215	5	476,5	591	9	344,7	548	29	19,4 / 314,9 / 183,1	21 / 397 / 354	-1 / 3 / 23
13Г		160,9	454	60	137,1	499	69	93,0	525	80	78,0	550	84	-23,8 / -67,9 / -82,9	45 / 71 / 96	9 / 20 / 24
14Г		176,9	416	52	134,9	435	65	151,9	553	69	136,9	552	72	-42,0 / -25,0 / -40,0	19 / 137 / 136	13 / 17 / 20
15Г		130,2	177	17	114,6	168	23	202,0	285	20	222,0	288	13	-15,6 / 71,8 / 91,8	-9 / 108 / 111	6 / 3 / -4
6Г		138,8	178	12	174,3	237	17	410,1	526	12	436,7	530	7	35,5 / 271,3 / 297,9	59 / 348 / 352	5 / 0 / -5
5Г		32,8	463	92	37,9	475	91	33,9	546	93	35,9	676	94	5,1 / 1,1 / 3,1	12 / 83,0 / 213	-1 / 1 / 2
16Г		105,7	663	82	141,4	760	79	132,8	833	82	102,7	773	85	35,7 / 27,1 / -3,0	97 / 170 / 110	-3 / 0 / 3
7Г		23,5	443	94	22,4	506	95	13,4	503	97	23,0	519	95	-1,1 / -10,1 / -0,5	63 / 60 / 76	1 / 3 / 1
11Г		215,7	259	6	274,0	329	6	340,3	396	3	451,5	548	7	58,3 / 124,6 / 235,8	70 / 137 / 289	0 / -3 / 1
8Г		63,0	711	90	63,6	718	90	58,7	663	90	51,6	728	92	0,6 / -4,3 / -11,4	7 / -48 / 17	0 / 0 / 2
9Г		176,0	231	14	170,1	237	19	243,6	423	35	211,8	498	52	-5,9 / 67,6 / 35,8	6 / 192 / 267	5 / 21 / 38
10Г		41,5	426	89	38,7	437	90	27,8	449	93	29,8	480	93	-2,8 / -13,7 / 11,7	11 / 23 / 54	1 / 4 / 4
17Г		217,0	310	21	204,0	303	24	218,3	333	26	230,3	356	27	-13,0 / 1,3 / 13,3	-7 / 23 / 46	3 / 5 / 6
Итого		1643,6	4925		1694,0	5319		2402,3	6626		2354,9	7046		50,4 / 758,7 / 711,3	394 / 1701 / 2121	

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 2 представлена динамика технологических показателей работы скважин южной части пласта БС11. На графике прослеживается явный эффект от организации системы ППД, что выражается в увеличении добычи нефти при уменьшении обводненности продукции добывающих скважин. Также из графика видно, что благодаря системе ППД удалось достигнуть увеличения забойного давления добывающих скважин, что является косвенным признаком успешного влияния системы ППД на окружающий фонд скважин.

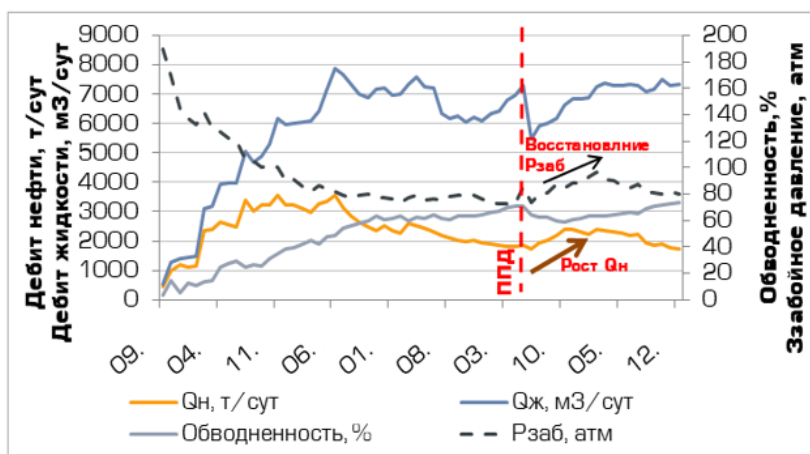


Рисунок 2 – Технологические показатели работы скважин южной части залежи пласта БС 11

Об эффективности применения системы ППД свидетельствует график темпа отбора от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). С вводом системы ППД темп отбора увеличился и составил 47,7 % (рисунок 3). Накопленная добыча по южной части залежи пласта БС11 составила 4849 тыс. т нефти, что соответствует отбору 74,4 % от НИЗ при обводненности 70,6 %. Можно с уверенностью сказать, что реализованная система разработки в целом эффективна и позволит достигнуть утверждённый КИН 0,403 доли ед. по вовлеченной в разработку части залежи.

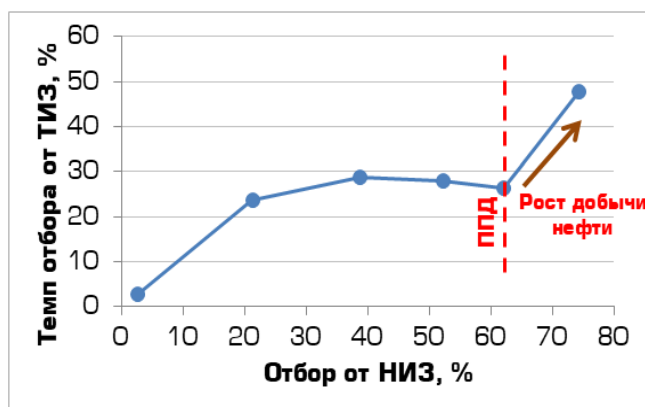


Рисунок 3 – Динамика отбора от ТИЗ

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 4 представлена характеристика вытеснения (ХВ) южной части пласта БС11 исследуемого месторождения. Пунктирными линиями показаны тренды для вариантов без ППД и с ППД. Видно, что организация системы ППД привела к увеличению извлекаемых запасов нефти.

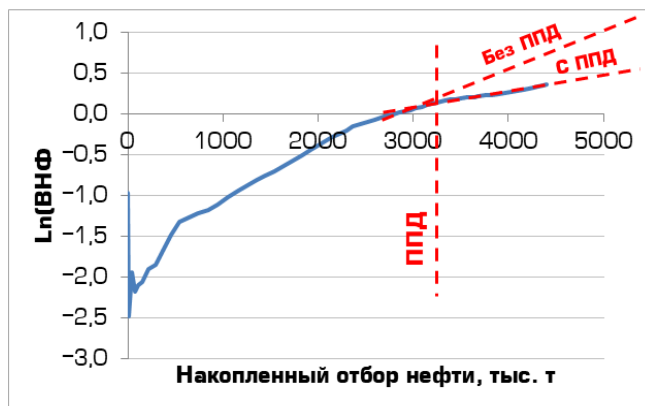


Рисунок 4 – Характеристика вытеснения южной части пласта БС11

На рисунке 5 приведено сравнение ХВ пласта БС11 исследуемого месторождения с ХВ объектов-аналогов соседних месторождений [5]. Кривая ХВ имеет более пологий характер, что свидетельствует о менее интенсивной динамике обводнения продукции скважин и нацеленности ее на получение большего коэффициента извлечения нефти (КИН). Важно отметить, что системы разработки объектов-аналогов используют в качестве добывающих скважин ННС и ГС, а в системе ППД только ННС.

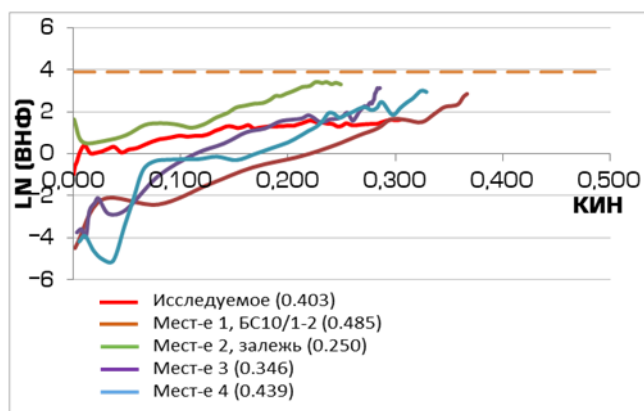


Рисунок 5 – Сравнение характеристик вытеснения пласта БС11 с объектами-аналогами

Пласт БС11 представлен одной залежью пластово-сводового типа. Доля водонефтяной зоны (ВНЗ) составляет 100 %. Во избежание быстрой обводненности скважинной продукции и для достижения наибольших отборов нефти все горизонтальные скважины пробурены в кровельной части пласта (рисунок 6).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

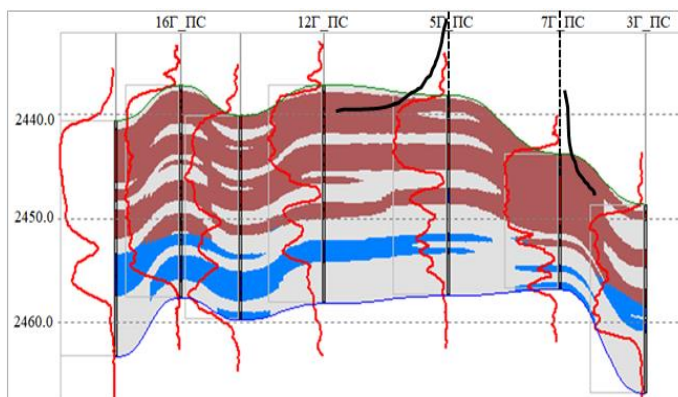


Рисунок 6 – Схематическое изображение профиля ствола скважин в разрезе пласта БС11

Для оценки выработки запасов по мощности пласта в транзитной скважине А был проведен гидродинамический каротаж. По результатам исследования, представленного на рисунке 7, видно, что замеренное пластовое давление вдоль ствола равномерно распределено (изменяется в диапазоне 91-92 атм.) по разрезу пласта, что говорит о гидродинамической связи по всей мощности пласта (водонасыщенной и нефтенасыщенной). Это позволяет эффективно переводить под нагнетание горизонтальные скважины приконтурной части пласта, закачиваемая вода которых способствует вытеснению нефти как в направлении «скважина-скважина», так и главным образом путем поднятия ВНК к кровле пласта.

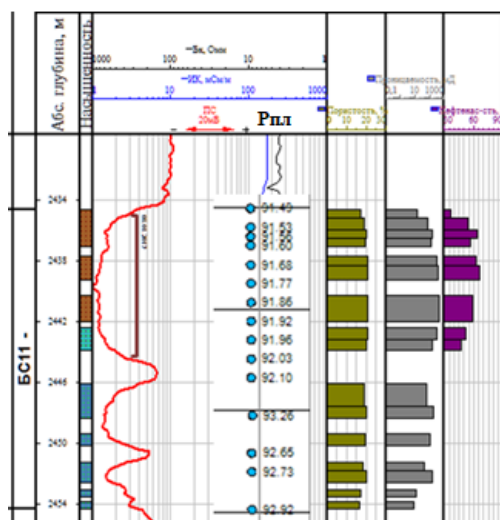


Рисунок 7 – ХРТ исследования на скважине А пласта БС 11

В области методов исследований притока горизонтальных скважин все большее распространение получают трассерные исследования, которые, в отличие от геофизических методов исследования, не требуют остановки скважин или

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

изменения режимов ее работы [6]. Для оценки гидродинамической связи по площади пласта на всех ГС ППД проводились трассерные исследования (рисунок 8), по результатам которых отмечается равномерная скорость распространения индикатора. Полученный результат еще раз свидетельствует о хорошей интерференции скважин и об отсутствии быстрых прорывов закачиваемой воды в отдельные скважины. Последнее говорит об отсутствии трещин автоГРП, что подтверждается результатами гидродинамических исследований (ГДИ), проведенных на всех четырех горизонтальных нагнетательных скважинах. Данные исследования обуславливают принципиальную особенность разработки залежи БС11, что позволяет рассматривать все эксплуатационные скважины в совокупности, а не выделять обособленные ячейки заводнения скважин для демонстрации эффективности системы ППД.

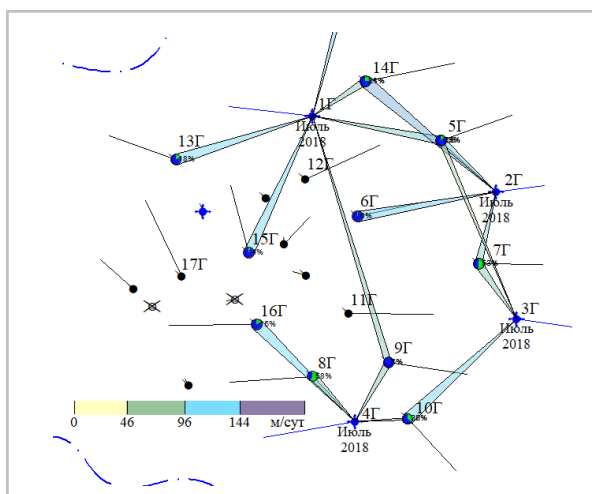


Рисунок 8 – Диаграмма трассерных исследований на южной части пласта БС11

Заключение

В работе показана эффективность внедрения в систему разработки скважин с горизонтальным окончанием для поддержания пластового давления. Применение ГС в системе ППД способно значительно повысить эффективность разработки месторождения. Увеличение суточной добычи нефти через один месяц после ввода системы ППД составило 3,1 % (50,4 т/сут), через 5 месяцев – 46,3 % (758,7 т/сут), через 9 месяцев – 43,3 % (711,3 т/сут). Дополнительные исследования позволяют сделать вывод о хорошей гидродинамической связи по площади и мощности пласта, что способствует увеличению охвата и более полному извлечению пластового флюида по всей мощности пласта. В дальнейшем, с целью повышения степени выработки запасов, получению знаний и практического опыта по применению скважин с горизонтальным окончанием в системе ППД, на анализируемом месторождении планируется вести постоянный контроль за состоянием нагнетательных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мукминов И.Р. Гидродинамические аспекты разработки месторождений горизонтальными скважинами и скважинами с трещинами ГРП. Дис. канд. техн. наук. Уфа. 2004.
2. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения / И.И. Родионова, М.А. Шабалин, Д.Ю. Капишев, Р.И. Бакиров, А.Ф. Хабибуллин, Р.Р. Насыров, А.В. Сергейчев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 132–135.
3. Методологические подходы, опыт и перспективы освоения залежей турнейской стадии горизонтальными скважинами Знаменского месторождения / А.Н. Червякова, А.О. Зубик, А.С. Душин, Д.В. Будников, В.Е. Трофимов, И.А. Иксанова, К.Ф. Коробцовская // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 33–35.
4. Final Report September 6, 2002 – September 30, 2005: «Enhanced oil recovery by horizontal waterflooding» / Scott Robinowitz Dwight Dauben June Schmeling. Grand Resources Inc. 2448 East 81st Street, Suite 4040 Tulsa, OK 74137. May 2006.
5. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам / И.С. Вологин, Р.Р. Исламов, Ф.Н. Нигматуллин, А.В. Харисова, О.А. Лознюк // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 124–127.
6. Сопоставление промыслово-геофизических и трассерных методов исследований для контроля профиля притока в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта / З. Калуджер, К.В. Торопов, Р.Р. Муртазин, А.В. Сергейчев, А.Г. Климентьев, Р.М. Тугушев, Р.Г. Хадиев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 38–41.

ОСНАЩЕНИЕ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Н. Николаев, К.И. Бабицкая, И.В. Царьков

СамГТУ, Самара, Российская Федерация, Alex565696@gmail.com

Аннотация. Одной из распространенных проблем при разработке газовых месторождений является обводнение скважин в процессе их эксплуатации. Для дальнейшей эксплуатации этих скважин используют различные методы по интенсификации добычи углеводородов. Одним из методов является оснащение газовых скважин установкой электроцентробежного насоса для удаления жидкости с забоя скважины.

Ключевые слова: скважина, борьба с обводнением скважины, УЭЦН.

Обводнение продуктивных отложений Основной залежи ОНГКМ происходит преимущественно, снизу вверх подошвенными водами. Пути продвижения воды приурочены к участкам развития трещиноватости и зонам тектонических нарушений. В условиях обводнения залежи вода отбирается совместно с газом. На начальном этапе эксплуатации залежи по мере обводнения скважин объем

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

отбираемой воды возрос до максимального значения 1301 тыс. м³ в 1999 г. В процессе эксплуатации в условиях снижения пластового давления скважины выносили воду в меньшем объеме, многие из них имели крайне низкий дебит газа. К 2006 г. объем выносимой воды уменьшился до 684 тыс. м³ в год, с вводом вторых ступеней ДКС в 2007-2010 гг. возрос до 750-768 тыс. м³ в год. В 2022 г. скважинами Основной залежи было отобрано 483 тыс. м³ пластовой воды.



Рисунок 5 – Динамика содержания воды в продукции скважин

С целью повышения продуктивности обводнённых газовых скважин и продления их эксплуатации на ОНГКМ проводились различные мероприятия. Одной из них стала технология извлечения жидкости с использованием установки электрического центробежного насоса (УЭЦН).

Полигоном испытаний применения УЭЦН стали скважины 175,178,183. В 2013 г. после оборудования УЭЦН скважины 178 существенно возрос дебит воды – до 174 м³/сут, дебит газа возрос незначительно и на короткий срок – до 4 тыс. м³/сут. После замены УЭЦН в 2013 г. скважина выносила воду в объеме 178 м³/сут, дебит газа составил 10 тыс. м³/сут. По причине неисправности УЭЦН скважина проработала лишь три месяца.

После замены УЭЦН в 2015 г. скважина работала в течение 7 месяцев с дебитом газа 13 тыс. м³/сут, воды – 220-210 м³/сут.

После профилактических работ с августа 2015 г. и до конца года скважина работала с дебитом газа 19 тыс. м³/сут, воды – 230 м³/сут. В мае 2016 г. дебит газа снизился до 17 тыс. м³/сут, воды – до 187 м³/сут. В августе 2016 г. – январе 2017 г. скважина работала с дебитом газа 16 тыс. м³/сут, воды – 192 м³/сут, с февраля 2017 г. по апрель 2018 г. дебит газа составил 25 тыс. м³/сут, воды – 260 м³/сут.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При ревизии подземного оборудования в 2018 г. после РИР с установкой цементного моста ниже глубины 1703,6 м (Ш₄) и замены УЭЦН скважина была введена с дебитом газа 21 тыс. м³/сут, воды – 260 м³/сут. С выходом на режим дебит газа составил 44 тыс. м³/сут, воды – 440 м³/сут.

В 2020 г. при ревизии подземного оборудования проведены РИР с установкой цементного моста ниже глубины 1641,5 м (R2₂₋₃) и замена УЭЦН. После КРС скважина введена в эксплуатацию в апреле 2020 г. с дебитом газа 10 тыс. м³/сут, воды – 240 м³/сут. С выходом на режим дебит газа составил 50 тыс. м³/сут, воды – 500 м³/сут (апрель-август 2021 г.).

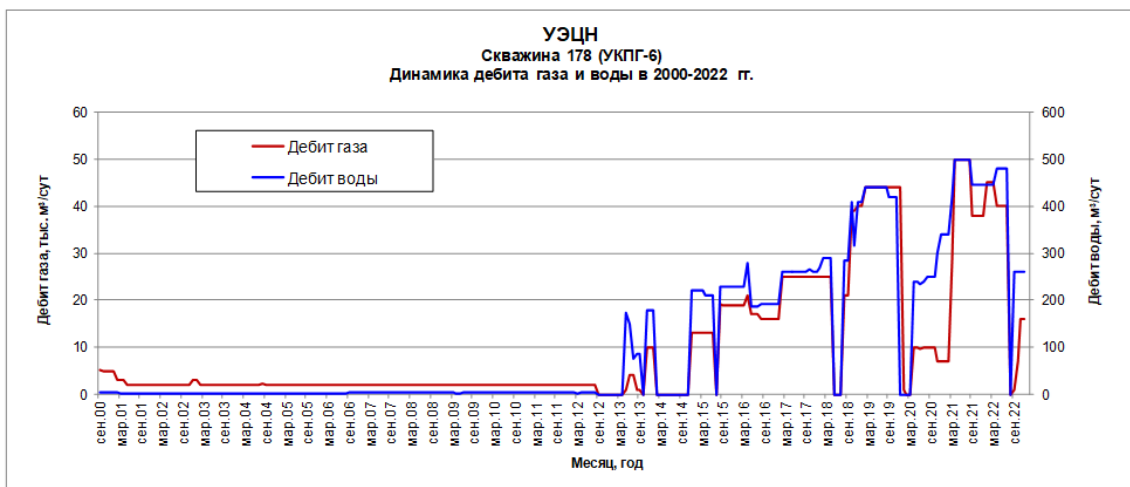


Рисунок 6 - Динамика добычи газа и воды на скважине 178

В 2020 г. насосной установкой (УЭЦН) оборудованы скважины 175 (УКПГ-6) и 183 (УКПГ-2). Они также показали прирост по добыче углеводородов, что указывает на эффективность метода.

Выводы: Для доразработки газовых месторождений, скважины которых частично или полностью обводнены, целесообразно рассмотреть метод использования УЭЦН для поддержания добычи газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баишев В. З. Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ. Отчет о НИР. / В. З. Баишев [и др.]. Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2003 128 с.
2. Валеев А. Ф. Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А. Ф. Валеев, Н. А. Соловьев // Матер. X Всероссийской научно-практической конференции «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике». Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. С. 7-11.

3. Заикин К. М. Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения / К. М. Заикин // Газовая промышленность, 2012. № 4. С. 35-39.
4. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров [и др.]. М., 2004. 520 с.

УДК 622.24

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ НА ТРУБАХ ПРИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Р.И. Степанов

*Сибирский Федеральный Университет. Институт нефти и газа.
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.*

*ПФ «Востокгазгеофизика» ООО «Газпром Недра».
Россия, г. Красноярск, Е – mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru*

Аннотация: В работе рассмотрен один из наиболее известных и распространенных способов проведения испытаний и гидродинамических исследований скважин, это метод испытателей пластов на трубах (ИПТ). Будет уделено особое внимание преобладающим типам, существующих на сегодняшний день методов пластоиспытателей, обсудить их конструкцию, которая применяется при проведении работ, а также их методику применения на нефтяных и газовых месторождениях.

Ключевые слова: пластоиспытатель, гидродинамические исследования скважин, пакер, фильтр, кривая восстановления давления, испытание скважин.

Введение

Актуальность Обусловлена необходимостью рассмотреть применение и особенности эксплуатации метода пластоиспытателей ИПТ, при проведении опробования и испытании скважин, как в открытом стволе, так и непосредственно в эксплуатационной колонне.

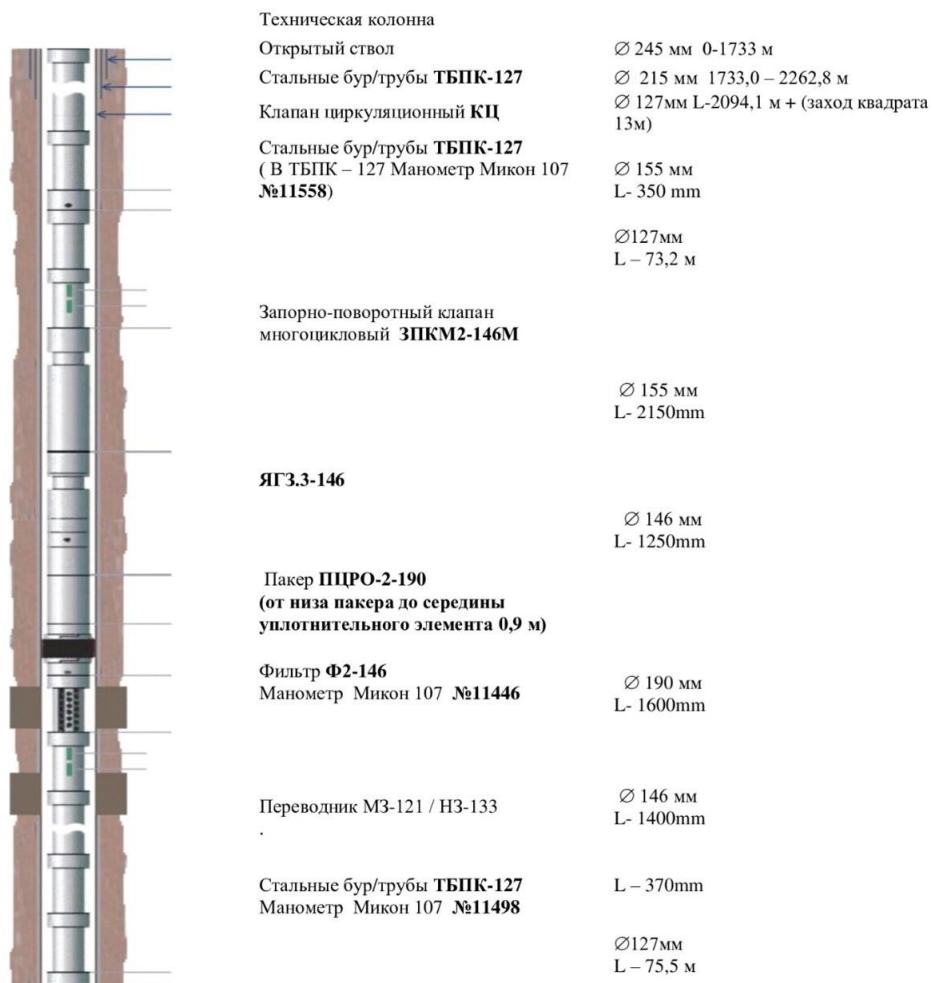
Цель: Рассмотреть использование метода испытателя пластов на трубах для проведения испытаний скважин и гидродинамических исследований.

Объекты: Нефтяные и газовые скважины, испытание которых проводится как в процессе строительства скважины (испытание в открытом стволе), так и непосредственно перед сдачей скважин в эксплуатацию (испытание скважин в эксплуатационной колонне).

Испытание скважин является одним из основных процессов получения притока из скважины. К наиболее известным и распространенным способам получения притока из скважин в процессе их испытания, является применение методик испытания пластов на трубах (ИПТ). Данные работы проводятся в процессе

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

бурения скважины. Основными инструментами являются КИИ. Данные технологии успешно находят свое применение и использование при испытании скважин, опробовании продуктивных пластов, а также при выполнении гидродинамических исследований скважин, с помощью испытателей пластов на трубах. Конструкция комплекса КИИ приводится на рисунке 1.



Забой фактический – 2262,8 м.

Рисунок – 1 Примерная схема КИИ

Наиболее находит свое применение как при работе в открытом стволе в процессе бурения скважины, так и при испытании скважин непосредственно в эксплуатационной колонне. Комплексы КИИ предназначены для работы по испытанию скважин, по величине примерной глубины до 5000 м в примерном диапазоне диаметров выбранного оборудования. В основном комплексы испытательного оборудования находят свое широкое применение, при гидродинамических исследованиях скважин, которые были вскрыты в процессе бурения вертикальными и наклонными скважинами, в открытом стволе. Пластоиспытатели позволяют испытать пласт в многоцикловом режиме, с отбором

пластовой пробы, спускать компоновку в наклонные и наклонно – направленные скважины, без угрозы открытия преждевременного открытия главного клапана пластоиспытателя. Проводить ликвидацию прихватов пакеров прямой и обратной промывкой[3]. Далее автор приводит основные элементы конструкции компоновки пластоиспытателя.

Основные объекты комплекса КИИ – 146

Испытатель пластов – предназначен для герметичного разобщения полости бурильных труб от затрубного пространства, в процессе проведения СПО, для сообщения полости труб с подпакерным пространством и притока контроля из пласта, выравнивания величины давления над и под пакером, при СПО и перед снятием пакера с места, а также для создания открытых и закрытых периодов. Применяется для исследования пластов с АВПД, для испытаний объектов, расположенных в сложных горно – геологических условиях, обеспечивает как многократное открытие и закрытие впускного клапана, устанавливается над гидравлическим ясом в компоновке с раздвижным механизмом. Далее приводятся основные элементы КИИ – 146[1].

Головка устьевая ГУ – предназначена для обвязки устьевых манифольдов бурящихся и нефтегазодобывающих скважин, с активным нефтегазопроявлением при проведении работ по гидродинамическим исследованиям пластов, при помощи метода испытателей пластов на трубах. В своей конструкции имеет высокоэффективный гидроуровненный шаровый затвор, обеспечивающий отвод или же закачку жидкости через бурильные трубы, имеет прямоточный проходной канал, который исключает размыв элементов шарового запорного устройства, обеспечивает контроль величины избыточного давления в отсеченной части полости бурильных труб, с применением манометра, обеспечивает открытие циркуляционного клапана сбрасываемой штангой установленной в головке. ГУ наворачивается на колонну спущенных труб к ней присоединяют собранный манифольд открывается усилием[2].

Запорно – поворотный клапан (ЗПКМ) – механизм используемый для перекрытия полости труб в процессе испытания или же с целью регистрации кривой восстановления давления (КВД). Используется для герметичного разобщения полости бурильных труб от затрубного пространства, в процессе проведения СПО (спуско – подъемных операций, сообщении полости труб с подпакерным пространством для притока флюида из пласта, выравнивая величины давления над и под пакером для СПО и перед снятием пакера с места, а также для создания необходимого количества открытых и закрытых периодов, с целью испытания скважины и регистрации КВД и кривых притока КП. Клапан не требует снятия нагрузки с пакера, позволяя сохранить герметичность пакеровки и обеспечивает промывку скважины при спуске и подъеме компоновки ИПТ и обеспечивает отбор дегазированной пробы пластового флюида в накопительную емкость.

Клапан циркуляционный – механизм предназначенный для прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент испытания скважин или пласта. Для сообщения внутренней полости труб с затрубным пространством, с целью обеспечения промывки над клапаном и непосредственно для освобождения колонны

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

труб от жидкости при их подъеме. Устанавливается выше пластоиспытателя на одну или две трубы. Открывается путем создания избыточного давления в полости бурильных труб, или же механическим разрушением герметизирующих пробок штоком сбрасываемым в трубы с устья.

Замок безопасный – предназначен для аварийного отсоединения колонны бурильных труб, в случае прихвата ниже расположенного инструмента. Он дублирует функцию уравнительного клапана пластоиспытателя, имеет циркуляционные отверстия открытые при СПО и перекрытие при испытании устанавливается непосредственно под пакером.

Переводник левый – предназначен для аварийного отсоединения колонны бурильных труб и узлов ИПТ, в случае прихвата пакера либо хвостовика. Состоит из двух частей соединенных левой резьбой замкового типа. Устанавливается над пакером (ниже ясса) или же под ним.

Пакер цилиндрический – узел предназначенный для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины, с целью изоляции испытываемого объекта от остальной части скважины. Областью его применения является гидродинамические исследования нефтяных газовых и водоносных пластов, а также проведение ремонтно – изоляционных работ в скважинах. Пакер снимается путем передачи сжимающего усилия на его корпус, при этом сжимается его нижняя опора до величины, которая должна быть ближе к диаметру скважины, а затем происходит деформация резиновых уплотнителей пакера обеспечивая тем самым герметичность самой изоляции пакера [1].

Фильтр – толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками служащий для предохранения штуцера и продольных каналов ИПТ, от засорения и для размещения глубинных автономных регистрирующих приборов. А также предназначен для очистки жидкости поступающей из подпакерной зоны, с целью предупреждения засорения проходных каналов пластоиспытательного оборудования, а также для установки в нем глубинных регистрирующих манометров. Фильтр устанавливают ниже пакера так, чтобы при испытании он находился в интервале кровли объекта испытания.

Гидравлический ясс – механизм предназначенный для облегчения снятия пакера с места его установки после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ и освобождения хвостовика. В конструктивной особенности наблюдается независимость усилия срабатывания ясса, от гидростатического столба бурового раствора, высокий очень ресурс работы, из-за наличия герметизирующего элемента в масляной среде, а также возможность регулирования величины гидростатического сопротивления, в зависимости от температуры в скважине. Ясс в компоновке устанавливается над пакером.

Метод пластоиспытателей как было уже сказано ранее находит свое применение для проведения гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин, с целью регистрации КВД КВУ КПД. Метод работаем в основном на неустановившихся режимах фильтрации. Пример компоновки КИИ – 146 приведен на рисунке 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

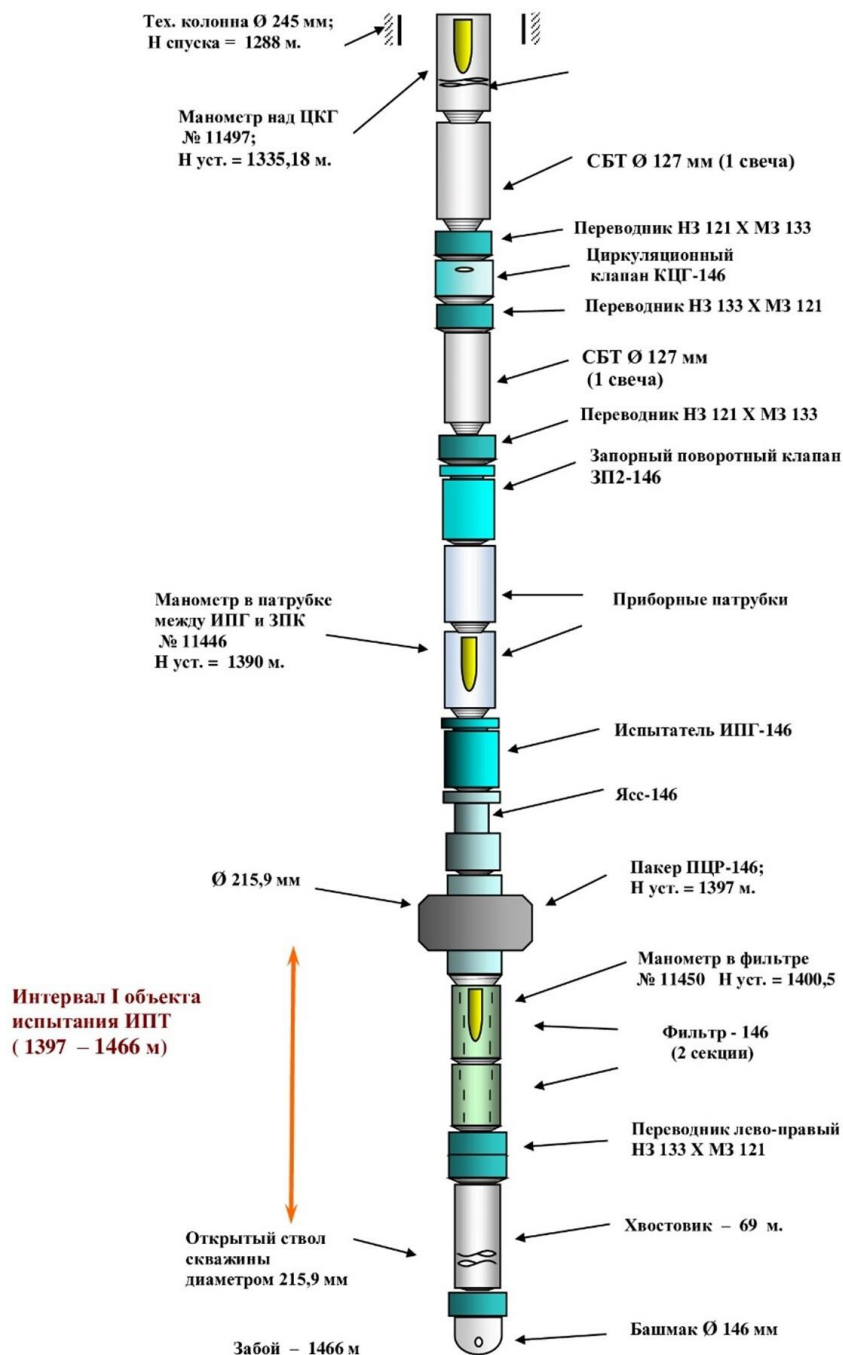


Рисунок – 2 Компоновка КИИ – 146

Заключение

В результате написания данной работы, была дана краткая характеристика методу испытателей пластов на трубах, используемому для испытаний скважин. Рассмотренные типы конструкций комплексов исследований скважин говорят, о развитии применения данного оборудования для испытаний скважин. Несмотря на то, что в технологическом плане методика испытаний скважин при помощи ИПТ существует очень давно, данный метод является наиболее распространенным и эффективным при испытании скважин, как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне. Он является эффективным при проведении гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах фильтрации. Это обусловлено низкими рисками получить аварию или прихват оборудования, а также простота конструкции компоновок, что дает не только низкую возможность спровоцировать аварию на скважине, но и получить эффективные результаты по получению притока пластового флюида из скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 – Гидродинамические исследования скважин/ П.В. Мингазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, Т.А. Деева. – Томск: Изд – во ТПУ, 2004. – 340 с.
- 2 – Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева, М. «Недра» 1980, 301 с.
- 3 – Основы испытания пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 432 с
- 4 – Рязанцев Н.Ф. Карнаухов М.Л. Белов А.Е. Испытание скважин в процессе бурения. М. Недра, 1982, с. 310
- 5 – Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – М. Наука, 304 с

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНОМ ПАРКЕ

Д.А. Романов, Д.А. Мельникова

*ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»,
Самара, Россия*

e-mail: melnikovada1988@mail.ru

Аннотация

Важными задачами в современных предприятиях нефтегазовой отрасли при эксплуатации резервуарных парков является сохранение качества и количества нефти и нефтепродуктов. С целью избежания потерь объема нефти и нефтепродуктов при строительстве нефтебазы уделяют самое пристальное внимание резервуарам для нефти. Потери нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке неизбежны, а это, в свою очередь, ведет к загрязнению окружающей среды и может привести к образованию взрывоопасных концентраций в воздухе рабочей зоны. Поэтому контроль потерь нефти и нефтепродуктов является актуальной задачей.

Ключевые слова: *нефть*, нефтепродукты, средства сокращения потерь нефти, резервуарный парк, хранение, потери нефтепродуктов.

Потери нефти и нефтепродуктов возникают при различных сливноналивных операциях, на эстакадах и в разливочных пунктах, при хранении в резервуарах, при отпуске нефтепродуктов потребителям, а также в результате утечек и аварий. По характеру потерь они подразделяются на эксплуатационные и аварийные потери. Эксплуатационные потери, в свою очередь, делятся на количественные, качественно-количественные и качественные.

Количественные потери, это потери от утечек и разливов; утечки возникают в результате различных неплотностей в резервуарах, трубопроводах, насосах, арматуре и в другом оборудовании; разливы нефтепродуктов имеются главным образом при отпускных операциях в результате переполнения наливаемой тары, при неисправных сливно-наливных устройствах, при выпуске подтоварной воды, а также при переполнении резервуаров, хранилищ, нефтеналивных судов и различных емкостей.

К качественным относятся потери от смешения различных сортов нефтепродуктов, их обводнения или загрязнения механическими примесями. Основные причины этих потерь — неправильная подготовка и зачистка резервуаров из-под одного сорта нефтепродукта для приема другого сорта, перекачка нефтепродуктов разных сортов по одному трубопроводу без соответствующей его подготовки или в результате нарушения эксплуатационного режима последовательной перекачки.

Борьба с потерями нефти, нефтепродуктов и газов осуществляется путем применения организационно-технических мероприятий и специальных технических средств снижения потерь. К организационно-техническим мероприятиям относятся в основном методы рациональной организации эксплуатации всего комплекса резервуарного хозяйства, установок и трубопроводных коммуникаций с соблюдением всех правил по эксплуатационному уходу за ними. Одним из важнейших условий является всемерная герметизация всей системы транспорта и

хранения нефти и нефтепродуктов, для чего проводится постоянная проверка герметичности резервуаров, трубопроводов и оборудования.

При уходе за резервуарами учитывается, что потери от сифона и выдувания (вентиляции) газового пространства занимают значительный удельный вес в общем объеме потерь, создавая одновременно неблагоприятное санитарное состояние; поэтому особое значение придается герметизации газового пространства резервуаров. Своевременно устраняют неплотности в конструкциях и соединительных швах резервуаров, проверяют наличие прокладок во всех фланцевых соединениях и плотность их закрепления болтами, производят перенабивку сальниковых соединений, следят за состоянием всей установленной аппаратуры. Проверяют работоспособность дыхательных клапанов, диафрагм и наличие жидкости в предохранительных клапанах.

К специальным техническим средствам снижения потерь при хранении относятся: применение резервуаров, конструкция которых предусматривает уменьшение объема газового пространства или хранение нефтепродуктов под повышенным давлением; применение газоуравнительных систем или газоулавливающих установок по улавливанию паров нефти и нефтепродуктов; отражательно-тепловая защита резервуаров для уменьшения отрицательного влияния солнечной радиации с целью сокращения амплитуды колебаний температуры газового пространства. (1)

Различают потери нефтепродуктов от «больших дыханий», «малых дыханий», «обратного выдоха», от насыщения газового пространства и от его вентиляции.

Потери от «больших дыханий» имеют место при операциях заполнения. При откачке нефтепродукта из резервуара объем газового пространства увеличивается. Поэтому давление в нем падает, и через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается атмосферный воздух. Это, с одной стороны, приводит к снижению средней концентрации углеводородов в газовом пространстве, а с другой стороны, струя воздуха омывает поверхность нефтепродукта. В результате процесс его испарения интенсифицируется. При последующем заполнении резервуара насыщенная углеводородами паровоздушная смесь вытесняется в атмосферу.

Потери от «малых дыханий» обусловлены суточными колебаниями температуры (главным образом) и атмосферного давления. В ночное время температура наружного воздуха уменьшается, вызывая остывание паровоздушной смеси в газовом пространстве резервуара, что, в свою очередь, приводит к снижению давления в нем. Как только вакуум достигает величины, равной уставке вакуумного клапана, внутрь резервуара начинает поступать атмосферный воздух, интенсифицируя процесс испарения. В дневное время под воздействием солнечной радиации и более высокой температуры наружного воздуха давление в газовом пространстве резервуара увеличивается. Как только оно сравняется с уставкой клапана давления, паровоздушная смесь начинает вытесняться в атмосферу.

Потери от «обратного выдоха» обусловлены следующим. После частичного опорожнения резервуара до некоторого уровня его газовое пространство недонасыщено углеводородами. При дальнейшем простое резервуара происходит донасыщение газового пространства, что вызывает рост давления в нем. Как только оно достигает уставки клапана давления, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси. Потери от вентиляции газового пространства в литературе обычно объясняют наличием двух и

более отверстий в крыше или корпусе резервуара, расположенных на разных уровнях. Считается, что в этом случае вследствие разности плотностей воздуха и паровоздушной смеси образуется газовый сифон: паровоздушная смесь истекает через нижнее отверстие, а освободившееся пространство занимает воздух, подсасываемый через верхнее отверстие.

Потери от насыщения газового пространства возникают после завершения закачки в том случае, когда концентрация углеводородов в нем ниже концентрации насыщенных паров. При этом, хотя закачка окончилась, дыхательная арматура резервуара не закрывается, т. к. нефтепродукт продолжает испаряться. Потери от насыщения газового пространства имеют место, как правило, при окончании закачки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в резервуары в первой половине дня, когда температура газового пространства увеличивается. При окончании закачки во второй половине дня падение температуры газового пространства, как правило, оказывает большее влияние на давление в нем, чем испарение нефтепродукта. И поэтому потерь от насыщения газового пространства в этом случае обычно не бывает. (2)

Методы борьбы с потерями нефтепродуктов выбирают на основании технико-экономических расчетов с учетом метеорологических и производственных условий, которые можно разделить на пять групп.

Первая группа – сокращение объема газового пространства резервуара. Из анализа уравнения потерь следует, что чем меньше объем газового пространства, тем меньше потери.

Вторая группа – хранение под избыточным давлением. Согласно уравнению потерь, если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий».

Третья группа – уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства. Для создания условий изотермического хранения нефтепродуктов или значительного уменьшения колебаний температур газового пространства и поверхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет, а также подземное хранение.

Четвертая группа – улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из емкости. Для этого применяют газоуравнительные обвязки, представляющие собой отдельные трубопроводы или систему трубопроводов, соединяющих газовые пространства резервуаров или транспортных емкостей. Применение *газгольдеров*, включаемых в газоуравнительную обвязку резервуаров, позволяет значительно снизить потери и при малых коэффициентах совпадения операций.

Пятая группа – организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров – одно из важнейших средств уменьшения потерь нефтепродуктов. Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

- для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах нефтепродукты необходимо хранить при максимальном заполнении резервуаров, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства;
- для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки нефтепродукта из резервуара в резервуар;
- чем меньше промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий».

Это объясняется тем, что при выкачке нефтепродукта в резервуар через дыхательный клапан

будет поступать воздух, который при малом интервале времени не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с малой концентрацией;

– потери от «малых дыханий» прямо пропорциональны площади испарения, поэтому легкоиспаряющиеся нефтепродукты выгоднее хранить в резервуарах большого объема;

– важное значение имеет техническое состояние резервуаров и дыхательной арматуры. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и исправности клапанов может предотвратить потери от вентиляции газового пространства;

– при выкачке нефтепродуктов из оперативных резервуаров, имеющих высокие коэффициенты оборачиваемости, сокращение потерь до 25% может быть достигнуто установкой под дыхательным клапаном дисков-отражателей (3).

Выводы

На основании вышеизложенного, можно сформулировать следующие выводы:

- на нефтетранспортных и перерабатывающих предприятиях, а так же объектах системы нефтеобеспечения успешно осуществляются различные мероприятия технического и организационного характера, в результате которых потери нефтепродуктов значительно снижены;

- важными задачами при эксплуатации резервуарных парков является сохранение, как количества, так и качества хранимого нефтепродукта;

- основой для сохранения продукта является полная герметизация всего оборудования, имеющего отношение к хранению нефтепродукта его внутрибазовым перекачкам;

- с целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке могут осуществляться различные организационно-технические мероприятия и применяться специальные технические средства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа/ В.А. Бунчук – Москва: Недра,1977. –175 -183с.
2. Коршак А. А. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие/ А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. –Уфа: ООО ДизайнПолиграфСервис», 2006 . – 338-339 с.
3. Сальников А. В. Экспериментальное исследование зависимости потерь нефтепродуктов от окраски резервуара / А. В. Сальников. - Ухта: УГТУ, 2012. – 9-12 с.

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ***К.В. Парфенов, И.Д. Ибатуллин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**email: kparfenov@mail.ru, idi71@yandex.ru*

В данной работе рассматриваются вопросы энергетической трансформации в нефтегазовой индустрии и перспективы применения альтернативных источников энергии. Особое внимание уделяется инновационным технологиям, таким как кинетическая плитка Pavegen, и их потенциалу в обеспечении устойчивости и экологической эффективности в нефтегазовом секторе.

Ключевые слова: Энергетическая трансформация, нефтегазовая индустрия, альтернативные источники энергии, кинетическая плитка, устойчивость, инновации.

Современная нефтегазовая индустрия сталкивается с вызовами, связанными с необходимостью снижения экологического воздействия и диверсификацией источников энергии. В данной статье мы рассмотрим перспективы использования альтернативных источников энергии, в частности такую инновационную технологию, как кинетическая плитка.

С учетом глобальных требований к сокращению выбросов углерода и перехода к устойчивым энергетическим решениям, нефтегазовая индустрия сталкивается с потребностью в энергетической трансформации. Обзор литературы позволяет выделить ключевые тенденции, такие как использование кинетической энергии в городской среде [3] и применение напольных покрытий в качестве альтернативного источника энергии [1]. Исследования [2] указывают на перспективы использования напольных покрытий как альтернативного источника энергии. Такие инновации могут не только обеспечивать дополнительные источники энергии, но и снижать зависимость от традиционных источников.

Целью данной статьи является рассмотрение потенциала кинетической плитки в нефтегазовой индустрии, выявление ее преимуществ и практическое применение. Для достижения этой цели ставятся следующие задачи:

1. Изучение принципов работы кинетической плитки Pavegen.
2. Оценка эффективности использования кинетической энергии в нефтегазовой индустрии.
3. Исследование практической значимости внедрения кинетических плиток в рабочих и общественных пространствах нефтегазовых предприятий.

Кинетическая плитка Pavegen представляет собой инновационное устройство, способное преобразовывать механическую энергию, создаваемую при давлении на плитку, в электрическую энергию. Принцип ее работы основан на использовании технологии электромагнитной индукции, что делает ее эффективным инструментом для сбора энергии даже при минимальных механических воздействиях [4].

Применение кинетической плитки, такой как плитка, от Pavegen, в нефтегазовой отрасли предоставляет уникальные возможности для инноваций и устойчивого развития. Установка кинетических плиток на площадках нефтегазовых

предприятий позволяет эффективно использовать энергию, выделяемую при движении рабочего персонала. Это может служить дополнительным источником энергии для поддержания освещения и других электроприборов. Также эффективно было бы устанавливать их на входах на территорию нефтегазовых предприятий или офисов проектных институтов. Это решение позволит собирать энергию от движущихся сотрудников, создавая эффективный источник энергии для близлежащих устройств.

Энергетическая трансформация в нефтегазовой индустрии представляет собой неотложную необходимость в условиях изменяющегося климата и растущего экологического сознания. Исследования в области альтернативных источников энергии показывают, что инновационные подходы, такие как кинетическая плитка и использование напольных покрытий, могут сыграть ключевую роль в создании устойчивых энергетических систем. Реализация этих решений может стать важным шагом к устойчивому развитию нефтегазовой индустрии и содействовать глобальной энергетической трансформации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дорохин, А. М., Иванова А.П. Элементы геометрии в проектировании "умной" тротуарной плитки // Молодежная наука в XXI веке: традиции, инновации, векторы развития: материалы VI Междунар. науч.-исслед. конф., посвящ. 50-летию Самар. гос. ун-та путей сообщения, Самара-Оренбург, 18-19 апр. 2023 г. / Самар. гос. ун-т путей сообщения, Оренбург. ин-т путей сообщения . – Самара; Оренбург: ОрИПС - фил. СамГУПС в г. Оренбург, 2023. – С. 80-84.
2. Киселева, М. И. Пульс мегаполиса. Напольные покрытия в качестве альтернативного источника энергии в зданиях общественного назначения, а также в общественных пространствах / М. И. Киселева, Д. А. Баркеева // Тенденции развития науки и образования. – 2019. – № 56-13. – С. 25-31. – DOI 10.18411/lj-11-2019-281.
3. Ошкина, Я. В. Использование кинетической энергии человека в городской среде // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2019. – № 11-2(38). – С. 199-204. – DOI 10.24411/2500-1000-2019-11782.
4. Pavegen: [сайт]. – 2023. – What Can Pavegen Power. – URL: <https://www.pavegen.com/what-can-pavegen-power> (дата обращения: 20.11.2023). – Текст: электронный.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Н.В. Дурьманов, И.Д. Ибатуллин, К.В. Парфенов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: durymanov.nik@mail.ru

Данная статья представляет собой обзор и анализ методов повышения КПД насосных агрегатов в контексте транспорта нефтепродуктов. Рассмотрены технологии ступенчатого и плавного регулирования, использование сменных роторов, а также особенности гидравлических муфт и преобразователей частоты. Каждый метод оценен с точки зрения преимуществ и недостатков, и представлены результаты в таблице для обеспечения наглядного сопоставления. Заключение статьи подчеркивает необходимость сбалансированного подхода к выбору методов, учитывая условия эксплуатации и требования к энергоэффективности.

Ключевые слова: насосный агрегат, центробежный насос, трубопровод, магистральный нефтепровод, методы регулирования, эффективность перекачки.

Транспортировка нефти сопровождается значительными издержками на электроэнергию, особенно учитывая ежегодное расширение трубопроводной системы в России. Увеличение масштабов инфраструктуры непосредственно приводит к росту потребности в электроэнергии. Из этого следует, что эффективность использования электроэнергии существенно влияет на экономическую эффективность компании. Одним из способов оптимизации технологических процессов является повышение КПД магистральных насосов [1].

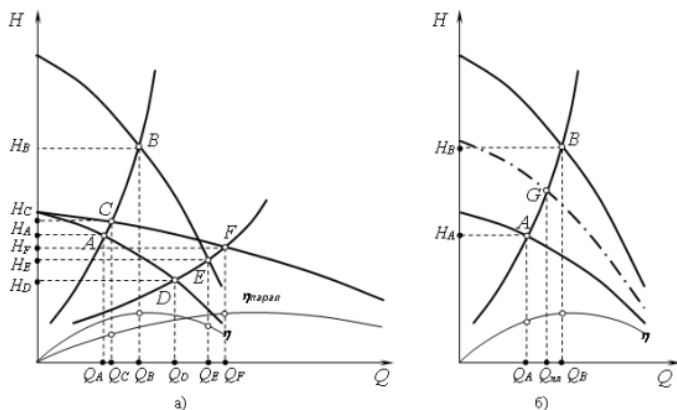
Существует два основных типа методов регулирования нефтепровода: ступенчатый и плавный. К ступенчатым методам относятся изменение числа насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции, модификация схемы соединения насосов, замена роторов насосов и изменение диаметра рабочего колеса. Плавные методы регулирования включают в себя перераспределение части жидкости во всасывающей линии, использование дросселей, применение противотурбулентных присадок и изменение частоты вращения вала насоса [2].

Все нефтеперекачивающие станции (НПС) на одном участке эксплуатации магистрального нефтепровода используют насосы одного типа, но с различными диаметрами рабочих колес и обточенными колесами. Эта конфигурация обеспечивает более точное регулирование производительности насосов при изменении схемы их подключения. Самым распространенным методом регулирования является изменение схемы включения. Например, максимальный расход при работе на трубопровод достигается при схеме включения, обеспечивающей большой напор. При последовательной схеме напоры отдельных насосов складываются, а при параллельной схеме подачи насосов суммируются, что

приводит к увеличению напора. Однако параллельная схема не позволяет достичь напора, превышающего максимально возможный напор для одного насоса [3].

На магистральных нефтепроводах более выгодным является использование последовательного соединения насосов, особенно учитывая крутую характеристику трубопровода (см. рисунок 6). В такой конфигурации насосы, соединенные последовательно, обеспечивают более высокую подачу ($QB > QC$), более значительный суммарный напор ($HB > HC$), и более высокий коэффициент полезного действия. С другой стороны, параллельное соединение насосов предпочтительнее при работе с трубопроводом, обладающим более пологой характеристикой ($QF > QE$, $HF > HE$) [4].

Регулирование путем изменения схемы включения насосов представляет собой процесс изменения последовательной конфигурации подключения путем включения или отключения части агрегатов. Эта операция обеспечивает дискретное изменение общего напора, создаваемого станциями, на величину, кратную 200–300 метрам.



а – сравнение последовательной и параллельной схемы включения;
б – циклическая перекачка

Рисунок 1- Совмещенная характеристика МН и НПС при регулировании изменением схемы включения насосов

Большинство современных магистральных насосов оборудованы различными сменными роторами для подачи $0,5QН$, $0,7QН$ и $1,25QН$, каждый из которых обладает уникальными характеристиками. Установка этих сменных роторов предоставляет возможность осуществлять дискретное изменение напора для каждого насоса (в пределах 20–30 м) и расхода в магистральной сети.

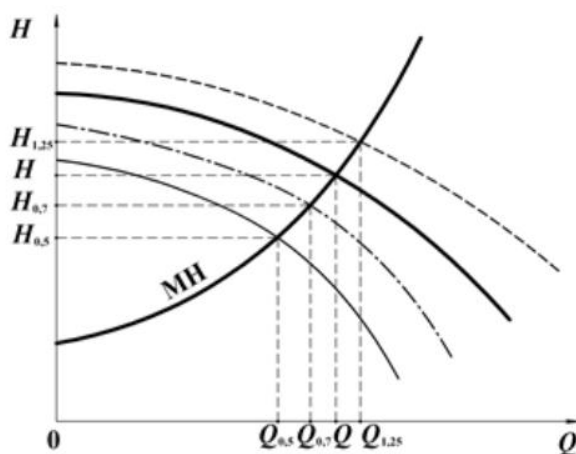


Рисунок 2 - Изменение характеристик насоса при применении сменных роторов

Использование сменных роторов является наиболее эффективным на первых этапах эксплуатации магистрального нефтепровода, особенно когда еще не все нефтеперекачивающие станции построены, и трубопроводы работают не на полной проектной мощности (в процессе постепенного ввода нефтепровода в эксплуатацию). Эффект от применения сменных роторов также может быть заметен при длительном снижении объема перекачиваемой нефти.

Обточка рабочих колес насоса по наружному диаметру предоставляет более точные возможности регулирования напора и расхода в магистральном нефтепроводе. Этот метод применяется достаточно часто в трубопроводном транспортировочном процессе нефти, несмотря на его нежелательность, так как он является необратимым. Основным недостатком обточки колес является невозможность восстановления исходного диаметра рабочего колеса; кроме того, обточка допускается не более чем на 20 %, при этом КПД снижается всего на 1-3 %.

В производстве часто используется метод дроссельной заслонки, но этот процесс совсем не экономичен. Процесс дросселирования основан на частичном перекрытии потока жидкости, то есть увеличении гидравлического сопротивления. Дополнительное сопротивление приводит к снижению эффективности насосных агрегатов и дополнительному энергопотреблению. При повышении значения дросселируемого напора значение $\eta_{ДР}$ уменьшается. КПД насосного агрегата или НПС определяется произведением $\eta = \eta_n \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эл.дв} \cdot \eta_{ДР}$.

При использовании метода дросселирования обычно применяется схема с установкой, в которой регулирующий орган устанавливается на выходе насосной станции. Это обеспечивает контроль давления, как на входе, так и на выходе насоса. Тем не менее, установка регулятора давления на входной линии может привести к значительным потерям КПД насосных агрегатов. Кроме того, дросселирование на всасывающей линии не рекомендуется из-за возможной кавитации и образования паров. Энергетические потери от дросселирования не должны превышать 2 % от общих энергозатрат на перекачку. Однако существенным недостатком данного

метода являются значительные энергетические потери, связанные с процессом дросселирования.

Метод, который заключается в перепуске части жидкости во всасывающую линию насосов, называется методом байпасирования. Во время открытия задвижки на обводной линии (байпасе) напорный трубопровод соединяется с всасывающим трубопроводом, что влечет за собой уменьшение сопротивления после насоса и рабочая точка сдвигается из положения P_1 в P_2 . При этом часть транспортируемого продукта, проходящего через насос, $Q_6 = Q_3 - Q_2$ не поступает в нефтепровод, а идет через байпас во всасывающий трубопровод, а также в магистраль поступает расход Q_2 . данный метод регулирования стоит использовать при резко падающих характеристиках насосов. Благодаря этому метод байпасирования экономически более выгоден, нежели метод дросселирования.

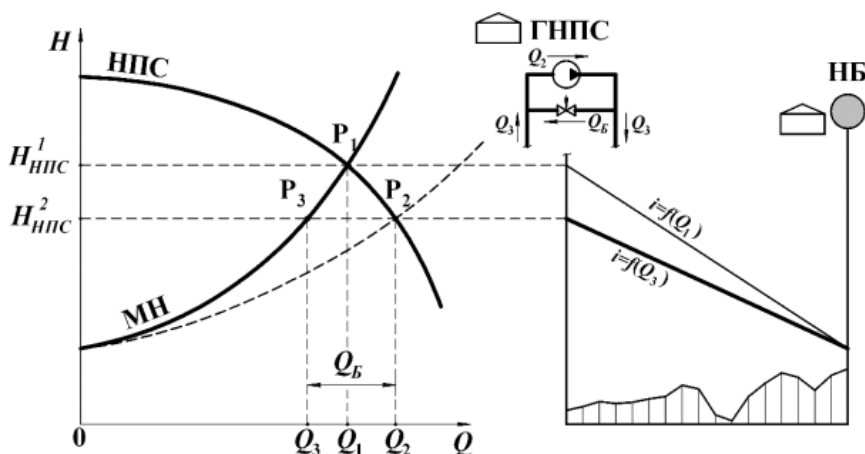


Рисунок 3 - Совмещённая характеристика МН и НПС и распределение напоров по трассе при регулировании байпасированием

Применение специальных противотурбулентных присадок дает возможность сократить величину гидравлического сопротивления трубопровода за счет гашения турбулентных пульсаций. Однако при прохождении через центробежные насосы нефтеперекачивающих станций структура присадок может разрушаться.

Разбирая результаты экспериментальных данных по исследованию действия противотурбулентных присадок, можно сделать выводы [1]:

- уменьшение гидравлического сопротивления при помощи высокомолекулярных присадок актуально только при развитом турбулентном течении;
- положительный эффект снижения величины гидравлического сопротивления возрастает по мере увеличения турбулентности и молярной массы присадки;

- существует оптимальное значение концентрации присадки, при котором достигается максимальный эффект снижения значения гидравлического сопротивления. На производстве противотурбулентные присадки используют для обеспечения требуемой производительности на лимитирующих участках магистрального нефтепровода, а также при достижении ограничений на повышение рабочего давления. Существует несколько способов контролировать частоту вращения насоса:

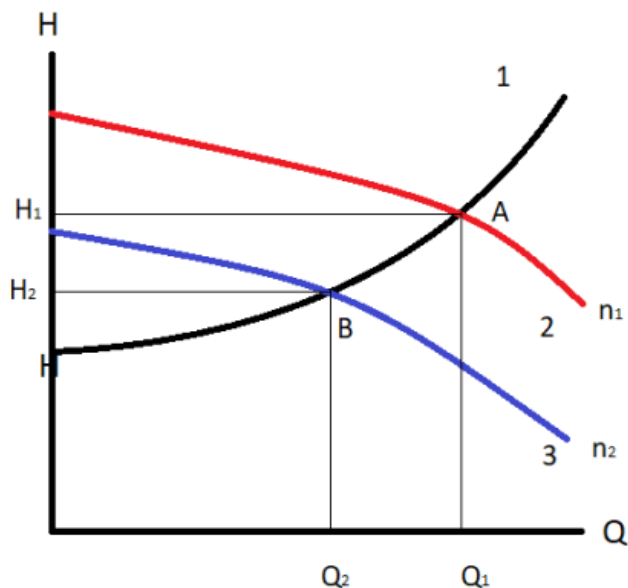
- применение двигателя с переменной частотой вращения; • применение двигателя с постоянной частотой вращения, однако при наличии регулируемой гидравлической муфты или других устройств;

- применение регулируемого электропривода на базе преобразователя частоты.

При использовании гидравлической муфты частота вращения ведомого вала регулируется путем изменения объема масла в рабочем пространстве колес гидромуфты, при этом частота вращения ротора электродвигателя остается постоянной. Важно отметить, что частоты вращения ведущего и ведомого валов не совпадают. Скольжение гидромуфты представляет собой разницу между частотой скольжения ведущего и ведомого валов. Уменьшение передаточного числа приводит к уменьшению КПД гидромуфты [5]. Эффективность муфты достигает максимального значения (93-96%) при минимальном скольжении, когда она полностью заполнена маслом.

Использование полупроводниковых преобразователей представляет собой более экономически выгодный метод регулирования частоты в широком диапазоне оборотов. Скорость вращения вала электродвигателя изменяется пропорционально частоте и амплитуде подаваемого напряжения на статор. КПД преобразователя частоты в меньшей степени зависит от частоты вращения вала электродвигателя. Применение приводов насосных агрегатов с использованием преобразователей частоты рекомендуется там, где необходимо осуществлять плавное регулирование в широком диапазоне при постоянно изменяющихся уровнях нагрузки.

Наиболее эффективным и прогрессивным методом регулирования работы является регулирование изменением частоты вращения вала насосного агрегата [5]. На Рисунке 4 видно, что при смещении напорной характеристики центробежного насоса пропорционально смещается характеристика КПД. Хотя данный метод требует дополнительных денежных затрат на покупку оборудования и монтаж – он является наиболее экономически выгодным.



1-линия подобных режимов, 2-напорная характеристика магистрального насоса при частоте вращения n_1 , 3-напорная характеристика магистрального насоса при частоте вращения n_2

Рисунок 4 - Совмещенная характеристика нефтепровода и насоса при изменении частоты вращения вала рабочего колеса

Данный метод обладает рядом преимуществ:

- Отсутствие импульсного характера нагрузки на электросети, насосные агрегаты и трубопроводную обвязку за счет плавного пуска и плавной остановки.
- Увеличение ресурса магистрального насоса за счет плавного выхода на режим.
- Значительно большая эффективность при большой неравномерности перекачки.

Снижение расхода электроэнергии при использовании ЧРП магистральных насосных агрегатов обуславливается двумя факторами:

- при использовании магистральных насосных агрегатов с ЧРП для снижения давления на выходе нефтеперекачивающей станции исключаются потери давления в регуляторах давления;
- при снижении частоты вращения роторов насосов повышается КПД насосных агрегатов.

В данной статье рассмотрены методы повышения КПД насосных агрегатов. Анализируются как преимущества, так и недостатки основных подходов к улучшению эффективности работы насосных систем. Обзор включает в себя методы ступенчатого и плавного регулирования, применение сменных роторов, а также особенности гидравлической муфты и преобразователей частоты. Для более наглядного представления основных недостатков каждого метода, была предоставлена таблица, систематизирующая информацию.

Таблица 1 - Недостатки методов регулирования работы нефтепровода

Изменение схемы соединения насосных агрегатов, а также их количества	Сравнительно низкий КПД и большие потери электроэнергии на переключение между режимами работы
Обточка рабочих колес	Отсутствует возможность вернуть прежний диаметр рабочего колеса
Замена рабочих колес	Эффективно только на начальном этапе эксплуатации магистрального нефтепровода
Дросселирование	Большие потери КПД, а также риск кавитации продукт
Байпасирование	На производстве редко применим, в основном применяется на ГПС
Использование противотурбулентных присадок	Происходит разрушение присадок при прохождении через центробежные насосы
Изменение частоты вращения вала насосного агрегата	Большая стоимость оборудования и монтажа

Несмотря на присутствие недостатков, каждый метод имеет свои применения и эффективен в определенных сценариях. Важно учитывать специфику трубопроводных систем, особенности периодов эксплуатации и требования к энергоэффективности. В результате данного анализа можно заключить, что эффективное управление КПД насосных агрегатов требует сбалансированного подхода, учитывающего как технические, так и экономические аспекты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коршак, А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
2. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебное пособие / А.А. Парануик, С.А. Мамий. – Краснодар: Издательство: ФГБУ "Российское энергетическое агентство" Минэнерго России Краснодарский ЦНТИ- филиал ФГБУ "РЭА" Минэнерго России.
3. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Конспект лекций / Шадрина А.В. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012.
4. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов: учебное пособие / Ю.А. Краус. – Омск: издательство ОмГТУ, 2010.
5. Афанасьев А.В., Беккер Л.М., Твердохлеб И.Б., Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки: ст. XIII междунар. конф. «Гервикон», Сумы, 6–9 сентября 2011.
6. РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть». – М., 2015. – 28 с.

**ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИСТЕРН ДЛЯ
ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ
АКТИВНЫХ ВАГОННЫХ ЗАМЕДЛИТЕЛЕЙ-ТОЛКАТЕЛЕЙ***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 представлена усовершенствованная конструкция спаренного вагонного замедлителя. Данное изобретение позволит не только обеспечить безопасность при формировании составов для перевозки нефтепродуктов, но и даст возможность в случае нештатных ситуаций оперативно перемещать вагоны без использования маневрового локомотива за счет встраивания в замедлитель новой функции – толкания вагона в заданную сторону.

Ключевые слова: вагонный замедлитель-толкатель, цистерны, транспортировка нефтепродуктов, безопасность

По данным изданий [1,2] в условиях переориентирования рынков сбыта нефтепродуктов в восточном направлении, возникшей вследствие эмбарго ЕС 5 февраля, роль железнодорожных перевозок нефтепродуктов будет неуклонно расти вместе со спросом на цистерны. В ОАО РЖД отмечают [1,2], что «погрузка нефтепродуктов назначением на дороги Восточного полигона в январе составила 2,3 млн. тонн, что на 2,1% больше, чем годом ранее, причем растет погрузка и на экспорт (на 4,8%), и на внутренний рынок (на 0,8%)». В конце прошлого года был зафиксирован рекордный парк задействованных в перевозках цистерн – 172,1 тыс. единиц. В условиях сложившегося острого дефицита нефтебензиновых цистерн особенно актуально стоят вопросы их бережной и безопасной эксплуатации.

Для обеспечения безопасности при переработке вагонопотоков, включающих вагоны-цистерны с нефтепродуктами, необходимо принимать ряд мер. Во-первых, важно контролировать техническое состояние вагонов-цистерн, чтобы гарантировать их исправность и предотвратить возможные повреждения, приводящие к утечке нефтепродуктов. Во-вторых, на станциях должны быть предусмотрены системы торможения для вагонов-цистерн при их движении по сортировочным горам, обеспечивающим безопасное замедление и остановку на заданных позициях. В-третьих, в случае опасности возгорания нефтепродуктов в отдельной цистерне необходимо оснастить железнодорожные пути устройствами для оперативного изолирования данной цистерны.

Большинство систем торможения, которые используются, в настоящее время давно устарели, имеют ряд своих недостатков или сложные в своих конструкциях. Все это влечет за собой высокую стоимость и уменьшение надежности конструкции. Так же не малым фактором является то, что все предлагаемые конструкции применяются, как независимые, нерегулируемые поглотители энергии движущегося вагона.

Основной принцип используемых на рынке замедлителей основан на вдавливании грибовидных головок вниз под давлением гребней вагонных колес. Это создает сопротивление, возникающее от протекания гидравлической жидкости через дросселирующие отверстия из одной полости в другую. После того, как колеса проходят через замедлитель, энергия, полученная от сжатия пружин или сжатого воздуха, поднимает грибовидную головку в исходное положение. Так как энергии, поглощаемой одним замедлителем недостаточно, их размещают в группы на путях следования вагонов.

Новая конструкция активного точечного замедлителя-толкателя (рисунок 1) построена на базе патентованной конструкции спаренного вагонного замедлителя [2], но содержит ряд новых технических решений, позволяющих снизить динамические нагрузки на гребень колеса и обеспечивающих возможность перемещения цистерн без локомотива.

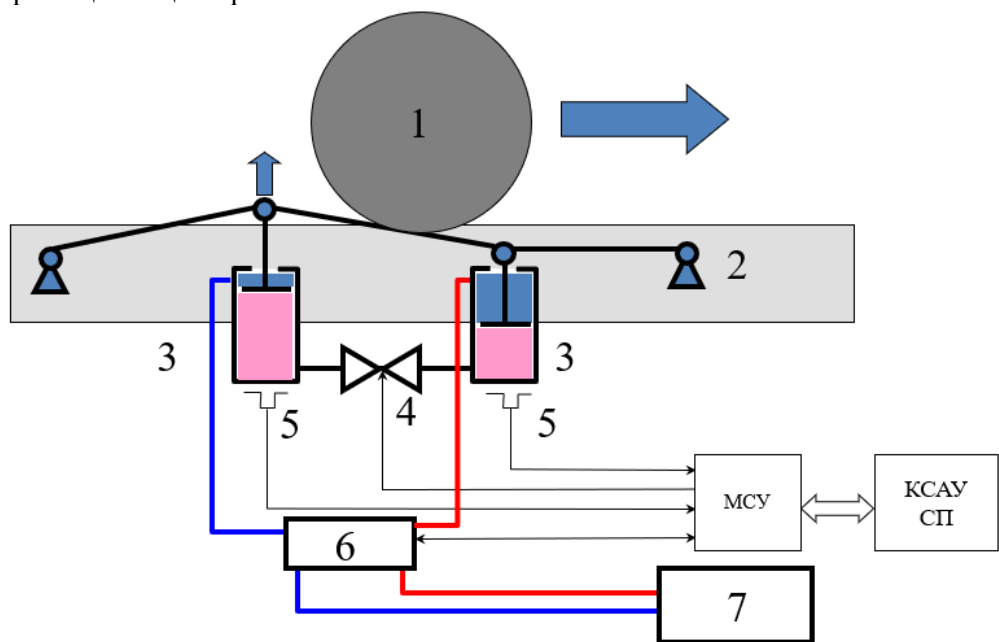


Рисунок 1 - Схема активного точечного замедлителя-толкателя

1 - колесо; 2 - рельс; 3 – вагонный замедлитель; 4 - регулируемый клапан;
 5 - датчик давления; 6 – гидрораспределитель; 7 – гидростанция;
 МСУ – Микропроцессорная система управления замедлителями; КСАУ СП – Штатная система управления сортировочными процессами замедлителями

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коммерсантъ/ Электронный ресурс: <https://www.kommersant.ru/doc/5799146>
2. Электронный ресурс: <https://www.tadviser.ru/index.php/Компания:Трансойл>
3. Патент РФ № 2805430. Вагонный замедлитель /Ибатуллин И. Д., Кац Н.Г., Леви А.А., Иваняков С. В., Крючков Д. А., Волощук Д.А., Дурьманов Н. В., Парфенов К.В. Опубл. 16.10.2023, Бюл. № 29.

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И
АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ**

УДК

СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И УЧЕТА НА УСТЬЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Е.А. Иванов, Н.А. Сизова, Д.А. Мельникова

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

E-mail: ego.Ivanov@yandex.ru

Аннотация: в статье представлена разработанная в программном продукте Trace Mode система диспетчеризации и учета на устье нефтедобывающей скважины, конструкцией которой предусмотрены механизированный и фонтанный способы добычи продукции, до узла распределения продукции в коллекторы добычи механизированным и фонтанным способами.

Ключевые слова: SCADA-система, добыча нефти, мониторинг.

Введение

Использование систем диспетчеризации и учета (SCADA-систем) позволяет осуществлять мониторинг и контроль за состоянием большого числа удаленных объектов или одного объекта, распределенного на большой территории. К таким объектам могут относиться нефтепроводы, газопроводы, кусты скважин, подстанции, замерные установки и так далее. В данной статье рассматривается система диспетчеризации для мониторинга состояния на устье нефтяной скважины. [1,2]

Описание системы

В работе представлена система диспетчеризации на устье одной нефтяной скважины. Как правило, проектами предусматриваются кусты нефтяных скважин, содержащих в своем составе до 15 скважин.

С помощью SCADA-системы устья нефтяной скважины становится возможным осуществлять контроль в режиме реального времени за следующими основными параметрами технологического процесса:

- 1) Давление затрубного пространства скважины (РТ101);
- 2) Давление трубного пространства скважины (РТ102);
- 3) Давление в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя КО-001 (РТ104);
- 4) Температура в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя КО-001 (ТТ201);
- 5) Давление в выкидном трубопроводе после клапана-отсекателя КО-001 (РТ106);
- 6) Загазованность метаном на площадке скважины (АТ401);
- 7) Температура обмотки электродвигателя ЭЦН (ТТ207);

8) Сопротивление изоляции электродвигателя ЭЦН (RI501).

При разработке системы в качестве генератора случайных чисел в определенном диапазоне значений использовалась синусоида.

Система диспетчеризации и учета состоит из 3-х экранов, между которыми предусмотрено свободное перемещение с помощью кнопок возврата.

На первом (основном) экране расположена мнемосхема технологического процесса со всеми приборами, показания с которых отображаются в режиме реального времени. Также на этом экране расположена станция управления ЭЦН с кнопкой дистанционного включения и отключения и панель управления проектом для перехода на 2 и 3 экраны соответственно (рисунок 1).

На втором экране проекта расположено окно аварийных сообщений, на котором осуществлен вывод аварийных сообщений при превышении уставок основных параметров технологического процесса (рисунок 2).

На третьем экране проекта расположены тренды (графики) основных контролируемых параметров технологического процесса (рисунок 3).

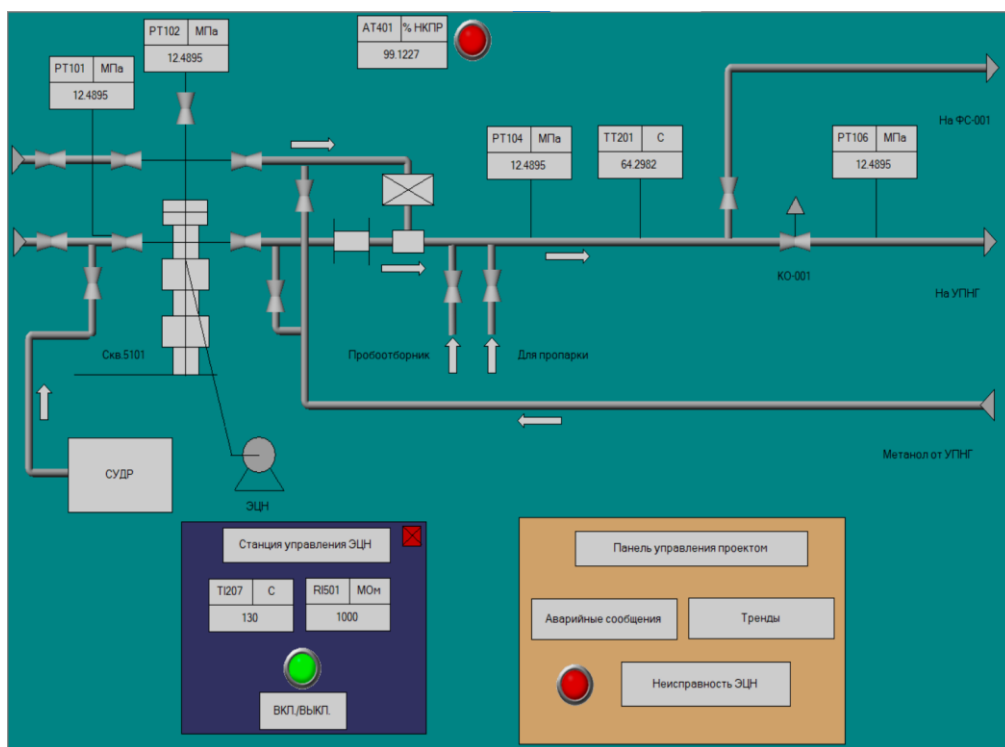


Рисунок 1 – Экран 1 проекта (основной экран)

На основном экране проекта также присутствует контрольная лампа превышения допустимого значения загазованности на площадке скважины рядом с показаниями стационарного газоанализатора АТ401. При высоком уровне (в нашем

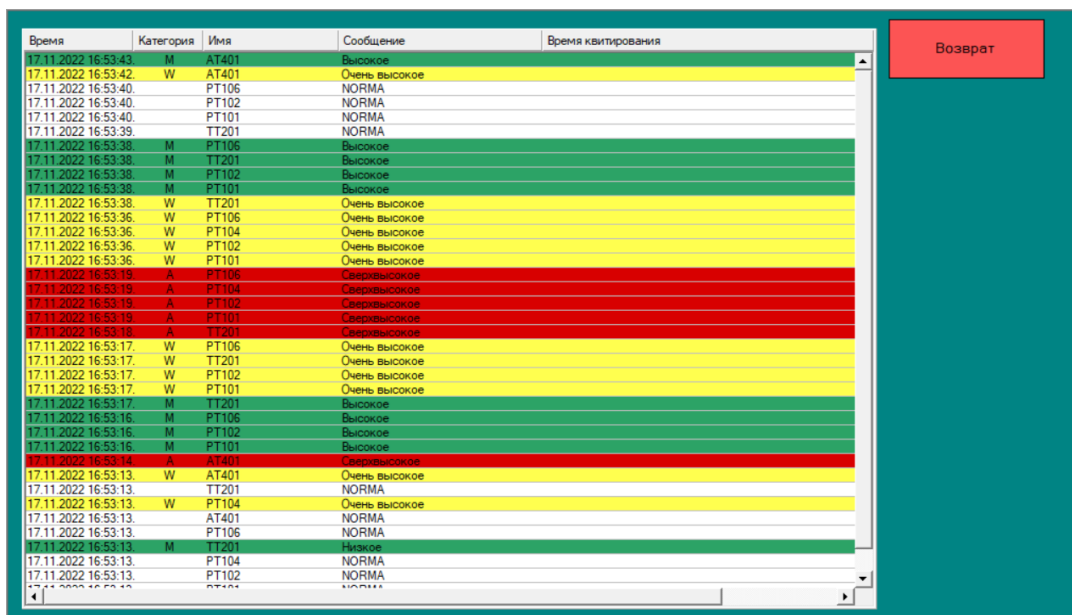
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

случае выше 50% НКПР) лампа подсвечивается красным цветом, в нормальном состоянии лампа не подсвечивается.

Также присутствует контрольная лампа, подсвечивание которой происходит при максимально допустимой нагрузке электродвигателя ЭЦН, то есть при превышении допустимых значений температуры и сопротивления изоляции электродвигателя, и сигнализирует о неисправности ЭЦН. Также программой предусмотрено автоматическое отключение ЭЦН в случае, если допустимые значения остаются предельно высокими в течение 5 минут.

С помощью панели управления пользователь может открывать экраны трендов и аварийных сообщений, то есть осуществлять навигацию по проекту. На экранах 2 и 3 в правом верхнем углу расположены кнопки возврата, при нажатии на которые осуществляется возврат на основной экран проекта.

На экране аварийных сообщений предусмотрена следующая палитра цветов: белым цветом подсвечиваются значения в пределах нормы, зеленым – повышенные значения, желтым – высокие значения, красным – аварийные значения. Для каждой категории сообщения у персонала есть соответствующие инструкции для принятия решений по управлению технологическим процессом.



Время	Категория	Имя	Сообщение	Время квитирования
17.11.2022 16:53:43	M	AT401	Высокое	
17.11.2022 16:53:42	W	AT401	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:40		PT106	NORMA	
17.11.2022 16:53:40		PT102	NORMA	
17.11.2022 16:53:40		PT101	NORMA	
17.11.2022 16:53:39		TT201	NORMA	
17.11.2022 16:53:38	M	PT106	Высокое	
17.11.2022 16:53:38	M	TT201	Высокое	
17.11.2022 16:53:38	M	PT102	Высокое	
17.11.2022 16:53:38	M	PT101	Высокое	
17.11.2022 16:53:38	W	TT201	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:36	W	PT106	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:36	W	PT104	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:36	W	PT102	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:36	W	PT101	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:19	A	PT106	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:19	A	PT104	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:19	A	PT102	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:19	A	PT101	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:18	A	TT201	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:17	W	PT106	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:17	W	TT201	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:17	W	PT102	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:17	W	PT101	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:17	M	TT201	Высокое	
17.11.2022 16:53:16	M	PT106	Высокое	
17.11.2022 16:53:16	M	PT102	Высокое	
17.11.2022 16:53:16	M	PT101	Высокое	
17.11.2022 16:53:14	A	AT401	Сверхвысокое	
17.11.2022 16:53:13	W	AT401	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:13		TT201	NORMA	
17.11.2022 16:53:13	W	PT104	Очень высокое	
17.11.2022 16:53:13		AT401	NORMA	
17.11.2022 16:53:13		PT106	NORMA	
17.11.2022 16:53:13	M	TT201	Норме	
17.11.2022 16:53:13		PT104	NORMA	
17.11.2022 16:53:13		PT102	NORMA	
17.11.2022 16:53:13		PT101	NORMA	

Рисунок 2 – Экран 2 проекта (экран аварийных сообщений)

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

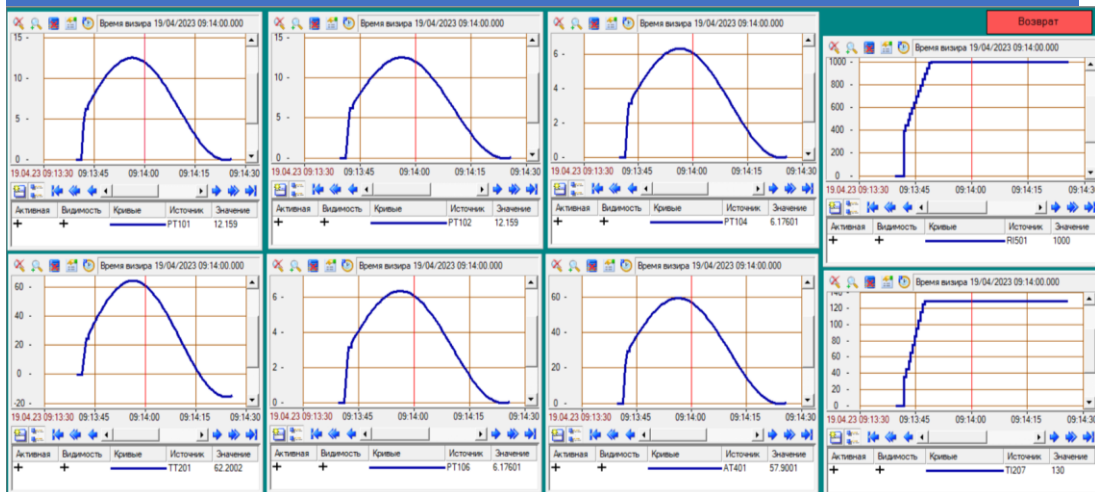


Рисунок 3 – Экран 3 проекта (экран трендов)

Для защиты от несанкционированного доступа в системе предусмотрено администрирование. Предусмотрено 3 категории пользователей: инженер, старший оператор, оператор.

Первый пользователь – инженер – имеет доступ ко всем экранам, может осуществлять запуск, остановку, выход, изменение, квитирование, редактировать, добавлять, удалять пользователей и изменять настройки SCADA-системы, то есть полностью управлять системой, имея на это полномочия.

Второй пользователь – старший оператор – имеет доступ ко всем экранам, может осуществлять запуск, остановку, изменение и выход.

Третий пользователь – оператор – имеет доступ ко всем экранам, может осуществлять только выход, управление процессом осуществлять нельзя. [3,4]

SCADA-системы обладают рядом преимуществ:

- 1) Автоматизированный сбор данных в режиме реального времени;
- 2) Повышение надежности и безопасности объектов благодаря автоматизированному управлению;
- 3) Своевременное выявление опасных факторов и их устранение благодаря непрерывному мониторингу за состоянием системы;
- 4) Архивирование данных;
- 5) Анализ и диагностика системы.

Таким образом, основными задачами SCADA-систем являются:

- 1) Сбор данных об основных параметрах технологического процесса;
- 2) Обработка собранных данных и предоставление их оператору;
- 3) Дистанционное управление механизмами;
- 4) Формирование отчетов о работе системы;
- 5) Оповещение и сигнализация при аварийных ситуациях, а также управление блокировками при возникновении опасных ситуаций.

Заключение

Благодаря разработанной системе диспетчеризации и учета становится возможным осуществлять мониторинг технологического процесса добычи нефти, транспортировки добытой продукции в коллекторы сбора в режиме реального времени, контроль основных параметров технологического процесса, а также управление, сбор и хранение информации о рассматриваемом процессе. [5]

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. SCADA назначение систем – [Электронный ресурс]. URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:SCADA_назначение_систем (дата обращения: 30.10.2023);
2. Руководство пользователя TRACE MODE 6 – [Электронный ресурс]. URL: [Руководство_пользователя_TRACE_MODE_6 \(adastra.ru\)](http://adastra.ru/Руководство_пользователя_TRACE_MODE_6) (дата обращения: 30.10.2023);
3. Проектирование SCADA-систем – [Электронный ресурс]. URL: https://spravochnick.ru/avtomatizaciya_tehnologicheskikh_processov/proektirovanie_scada-sistem/ (дата обращения: 30.10.2023);
4. Разработка SCADA-систем: программирование АСУТП – [Электронный ресурс]. URL: <https://gekoms.org/2020/05/02/scada-development/> (дата обращения: 30.10.2023);
5. SCADA-системы: назначение, задачи, структура, особенности – [Электронный ресурс]. URL: <https://future2day.ru/chto-takoe-skada-sistema-i-chto-soboj-predstavlyaet/> (дата обращения: 30.10.2023).

УДК 004.42

БАЗА ДАННЫХ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОДБОРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

Н.А. Осмаков, С.А. Ельков, С.В. Сусарев, Н.А. Сизова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Email: nikitaosmakov2001@gmail.com

Аннотация.

Целью работы является разработка базы данных для автоматизированного выбора измерительных приборов для нефтехимических процессов. В статье изложено описание разработанной базы данных. Полученными результатами является разработанная база данных

Ключевые слова: АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОДБОР, ПРОГРАММИРОВАНИЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, C#, MySQL, БАЗА ДАННЫХ, SQL, СУЩНОСТЬ БАЗЫ ДАННЫХ.

Введение.

В настоящее время существует проблема подбора средств КИПиА, заключающаяся в том, что на данный процесс затрачивается много времени и ресурсов. Поскольку не существует единого каталога, в котором можно было бы посмотреть и подобрать необходимое оборудование, процесс подбора датчиков может занимать весьма продолжительное время, начиная от нескольких часов, заканчивая неделями.

Часто, подбор происходит следующим образом: производится сбор критериев оборудования, которое необходимо подобрать, после чего осуществляется поиск среди различных каталогов, сайтов, онлайн-магазинов, либо происходит обращение в специализированные организации. При самостоятельном подборе зачастую бывает так, что нужные характеристики отсутствуют в открытом доступе, а чтобы их получить, необходимо связаться и запросить их напрямую у производителя.

Актуальность.

Разработка этой базы данных сможет структурировать огромное количество различных приборов, создав единую систему, из которой можно будет найти необходимый продукт.

Программа для подбора контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации (КИПиА) является важным инструментом для предприятий различных отраслей. Однако, для эффективного использования такой программы необходимо иметь актуальную и полную базу данных о доступных приборах и их характеристиках.

Актуальность написания базы данных для программы подбора КИПиА обусловлена рядом преимуществ, которые такая база может предложить. Вот некоторые из них:

- 1) **Эффективность:** База данных позволит быстро и легко находить нужную информацию о приборах, что значительно ускорит процесс подбора оборудования.
- 2) **Стандартизация:** База данных поможет стандартизировать информацию о приборах, предотвращая ошибки и несоответствия при подборе оборудования.
- 3) **Управление данными:** С помощью базы данных можно легко управлять информацией о приборах и контролировать закупки, учет и управление запасами.
- 4) **Гибкость:** База данных дает возможность легко адаптировать программу подбора под изменяющиеся условия и требования.
- 5) **Безопасность:** База данных обеспечивает защиту информации от потери или незаконного доступа.

Разработка базы данных.

При разработке базы данных необходимо выделить главные сущности базы данных и их атрибуты, а также тип связей между ними.

База данных была нормализована до 3 нормальной формы (3НФ) [1].

Первая нормальная форма (1НФ) – это форма, при которой данные, находящиеся в каждой ячейке, являются скалярным значением, а все строки уникальны.

Вторая нормальная форма (2НФ) – это форма, при которой все столбцы в таблице, не являющиеся первичным ключом, должны быть минимально зависимыми от первичного ключа данной таблицы.

Третья нормальная форма (3НФ) – это форма, при которой все столбцы в таблице, не являющиеся первичным ключом, взаимно независимы.

Переход от одной нормальной формы к другой необходимо осуществлять последовательно, то есть чтобы перейти в 2НФ, необходимо, чтобы БД находилась в 1НФ, чтобы перейти к 3НФ, необходимо быть во 2НФ, и так далее.

Для разработки была выбрана реляционная БД, использующая язык SQL. Данный язык является стандартом в области реляционных БД, позволяющий взаимодействовать с таблицами, получать из них информацию, изменять и создавать новые, а также сортировать и фильтровать данные.

В качестве СУБД использовалась MySQL, поскольку это одна из наиболее популярных систем, предоставляемая по свободной лицензии [2].

Данная СУБД позволяет создавать реляционные базы данных на различных платформах, таких как Linux, Mac OS и Windows. Она часто используется в тех областях, где имеется задача обрабатывать огромное количество данных, например в качестве основной системы управления базами данных для множества веб-сайтов и приложений, таких как онлайн-магазины, социальные сети, блоги и многие другие.

Достоинствами MySQL можно считать ее скорость работы, кроссплатформенность, возможность работы с многими языками программирования, быстрое выполнение сложных запросов, широкую распространенность.

При разработке базы данных зачастую возникает необходимость использовать связь «многие ко многим» между двумя таблицами, для этого необходима дополнительная таблица.

В результате была разработана база данных, содержащая в себе следующие главные сущности:

Сущность «датчики» содержит в себе все возможные характеристики измерительных приборов, которые потом связываются между собой.

Сущность «Производитель» содержит в себе основную информацию о производителе, а также связывает приборы с ним.

Сущность «Пользователь» содержит в себе информацию о пользователе, а также данные о его действиях с другими сущностями.

Сущность «Параметры ПО» содержит в себе информацию об актуальной версии программы.

Сущности «Исполнительные механизмы» и «Контроллеры» содержат в себе все возможные характеристики измерительных приборов, которые потом связываются между собой.

На Рисунке 1 в качестве примера представлена часть базы данных, относящаяся к исполнительным механизмам, остальные основные сущности построены аналогично.

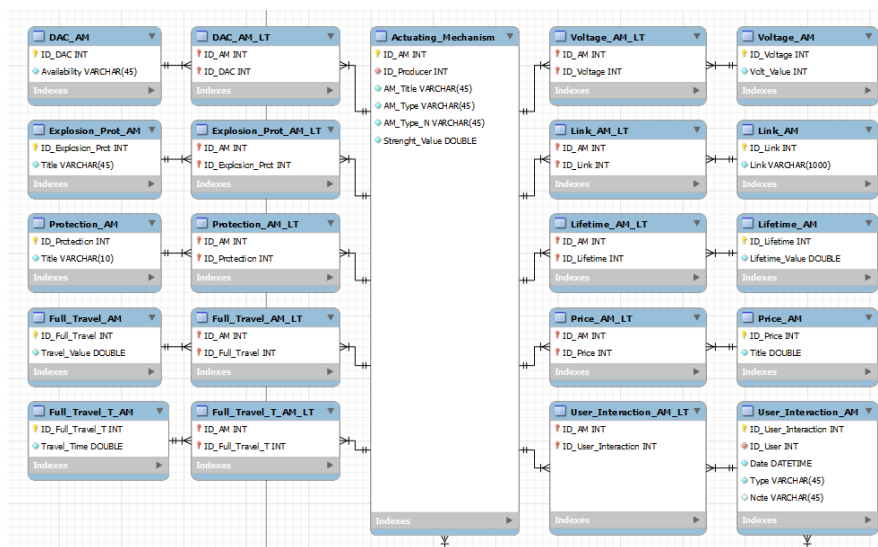


Рисунок 1 – Часть базы данных с основной сущностью «Исполнительными механизмами»

Заключение

В результате работы была создана реляционная база данных на языке SQL с использованием СУБД MySQL, содержащая в себе главные сущности «Датчик», «Производитель», «Пользователь», «Контроллеры», «Исполнительные механизмы» и «Параметры ПО». В свою очередь, каждая из главных сущностей имеет зависимые сущности, связанные с главной таблицей сущности. Между собой сущности перекликаются, ссылаясь на записи в основных таблицах друг друга. В настоящее время база данных эксплуатируется ограниченным кругом лиц, с целью выявления ошибок в работе, вноса правок и улучшений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Теория и практика разработки реляционных баз данных: учебно-методическое пособие / С. А. Колпашиков. – Самара: Отпечатано в типографии Самарского государственного технического университета 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8, 2015 – 108 с.
2. Официальный сайт MySQL.com – [Электронный ресурс] – URL: <https://dev.mysql.com> (Дата обращения 26.03.2023).

УДК 681.5

**РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ПРОЦЕССОМ БЛОКА ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА**

Н.А. Сизова, М.С. Чемаев

*Самарский Государственный технический университет,
Россия, Самара, maximchetaev@yandex.ru*

Аннотация

В данной статье рассмотрена разработка автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти блока очистки нефти от сероводорода. Актуальность автоматизации обуславливается рядом причин. Главная — возрастание и усложнение блока очистки, повышение требований к надежности создаваемых систем, экономический эффект, ужесточение экологических требований. Один из основных ресурсов — непрерывное развитие информационных технологий, появления новых способов решения различных задач, новых инструментов. Это требует дополнительного применения ПИП, устройств ввода, управляющих контроллеров, исполнительных механизмов, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека. Рассмотрены особенности реализации автоматизированной системы управления скважин. Автоматизация УКПН позволит увеличить получаемые объемы очищенного нефтепродукта и упростить производственный процесс. На данный момент актуальна проблема импортозамещения. Для её решения предлагается замена всех иностранных составляющих, в частности на нижнем и среднем уровнях АСУ ТП.

Ключевые слова: АСУ ТП, УКПН, блок очистки, РАСУ.

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) — это группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на энергообъектах и промышленных предприятиях. В настоящее время, как известно, без применения средств автоматизации технологических процессов (средств АСУ ТП) уже не обходится ни одна отрасль промышленности.

Автоматизация – это процесс, при котором функции управления и контроля осуществляются методами и средствами автоматики. В применении к любому производству автоматизация характеризуется освобождением человека от непосредственного выполнения функций управления производственными процессами и передачей этих функций автоматическим устройствам. Автоматизация позволяет решить ряд вопросов технического, экономического и социального характера. Под автоматизацией производственных процессов нефтяных и газовых промыслов следует понимать применение приборов, приспособлений и машин, обеспечивающих бурение, добычу, промысловый сбор, подготовку и передачу нефти и газа с промысла потребителю без непосредственного участия человека, лишь под его контролем. Автоматизация производственных процессов является высшей формой развития техники добычи нефти и газа, предусматривающая применение передовой технологии, высокопроизводительного и надежного оборудования.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Обессоленная и обезвоженная нефть подается существующими насосами НОН-2/4,5,6 в колонну К-1, в которой происходит мягкая отпарка из нефти сероводорода и легких углеводородов. Давление верхней части К-1 поддерживается посредством контура с прибором-регулятором (поз. РИС-201) регулирующим клапаном (поз.201) и составляет 0,37 Мпа. Температура верха колонны контролируется прибором (поз. ТИА-101) [1]

Нефть из нижней части колонны (куба колонны) с давлением 0,39 Мпа, контролируемой прибором (поз. РІА-206), и температурой 86° С, контролируемая прибором (поз. ТІ-106), через фильтры Ф-2/1,2 поступает на прием насосов Н-2/1,2 (1 рабочий, 2 резервный), и подается в существующие печи П-1-4, где нагревается в змеевике прямым подогревом до температуры 113° С. Уровень жидкости в колонне К-1 регулируется посредством контура с прибором-регулятором (поз. ЛІС-300) и частотно-регулируемыми приводами насосов Н-2/1,2.

Из печи нагретая нефть поступает в сепаратор С-1, где происходит отделение газа, выделившегося при нагревании от жидкой части.

Нефть куба сепаратора С-1 поступает через фильтры Ф-1/1,2 на прием насосов Н-1/1,2 (1 рабочий, 2 резервный), и далее с давлением до 1,2 Мпа откачивается в блоки №1 и №2 в линию выхода от существующих печей на рекуперацию в блок существующих теплообменников. Уровень жидкости в нижней

части С-1 регулируется посредством контура с прибором-регулятором (поз. LIC-302) и частотно-регулируемыми приводами насосов Н-1/1,2.

Газ с верха сепаратора С-1 с давлением 0,39 Мпа возвращается в колонну К-1 и контролируется прибором (поз. PIA-215).

На случай аварийного повышения давления газа в аппаратах К-1 и С – 1 в верхней части предусматривается установка блоков предохранительных клапанов. Газ от предохранительных клапанов направляется на факельную линию.

Газ колонны К-1 поступает на охлаждение в аппарат АВО-1, где охлаждается до температуры не выше 30 ° С и контролируется прибором (поз. TIA-204). После АВО газ проходит через газовый сепаратор ГС-1, где очищается от капельной жидкости, и далее поступает в газопровод на ОГПЗ. При аварии предусматривается автоматическое переключение потока газа от ГС-1 на факельную установку. Уровень жидкости поддерживается посредством контура с прибором-регулятором (поз. LICA-301) и клапаном (поз.301).

Дренаж аппаратов К-1, С-1, насосов Н-1/1,2 и Н-2/1,2. Фильтров, жидкости из печи предусматривается в дренажную ёмкость ДЕ-1. Раскачка ДЕ-1 предусматривается в дренажную линию на установке №2 УКПН.

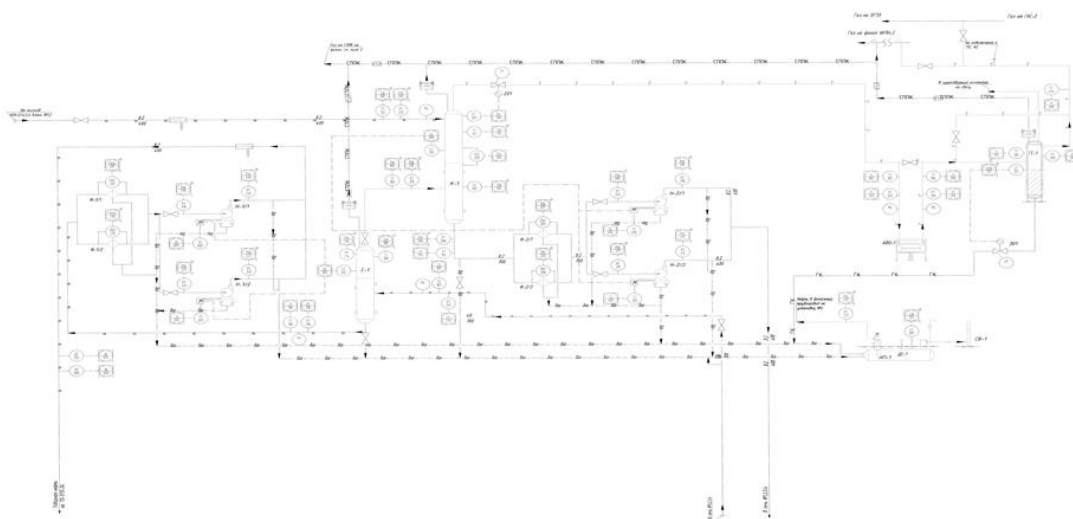


Рисунок №1 - схема автоматизации УКПН

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТСА

В настоящее время актуальна проблема выбора технических средств автоматизации, так как в производстве широко используются импортные средства автоматизации, эксплуатация, диагностика и обслуживание которых проблематичны. Решением этой проблемы является внедрение отечественных ТСА.

Для обоснования выбора технических средств автоматизации рассмотрим каждой измеряемый параметр отдельно:

Для выбора ПИП температуры рассмотрим датчики следующих фирм: Элемер, Метран, Овен,[2] ,[3] ,[4]. Максимальная температура измеряемой среды равна +120° С, а минимальная +25° С. Среда - газ, нефть. Вывод: Выбираем Элемер ТПУ-0304/М2-Н т.к. у него лучше параметры: диапазон измерения температуры соответствует регламенту; маленькая погрешность измерения.

Для выбора ПИП качества рассмотрим датчики следующих фирм: Элемер, Овен, Метран,[2] ,[4] ,[3]. На установке максимальное давление 1.2 МПа, а минимальное 0.25 МПа. Все ПИП давления находятся в среде от 25 °С до 100°С. Измеряемая среда - газ, нефть. Вывод: Выбираем Метран 150CG EXD05, т. к. у него лучший показатель наименьшей погрешности измерения.

Для выбора ПИП качества рассмотрим датчики следующих фирм: Элемер, Пьезус, Метран,[2] ,[5] ,[3]. На установке максимальный перепад давления 0,05 МПа, а минимальный 0.02 МПа. Температура среды при измерении перепада давления 80°С. Среда – нефть. Вывод: Выбираем Метран 150 CDR3, так как у него лучший показатель - наименьшая погрешность.

Для выбора ПИП уровня рассмотрим радарные датчики следующих фирм: Лимако, Ризур, Эльметро,[6] ,[8] ,[7] .Наибольший уровень на установке 6000 мм, наименьший 300 мм. Температура среды 80°С. Среда - нефть. Вывод: Выбираем радарный уровнемер от производителя Ризур, т.к у него подходящие характеристики: лучше точность измерения; диапазон измерения соответствует регламенту; лучше взрывозащита.

Для выбора ПИП количества рассмотрим турбинные датчики следующих фирм: Мариа+, Ризур, Эмис ,[9] ,[8] ,[10]. Обоснование выбора ПИП количества. Температура среды 110 °С. Среда – нефть. Вывод: Выбираем Эмис – ПЛАСТ 220, так как у него лучшие параметры: диапазон измерения соответствует регламенту; лучшая точность.

Для выбора ПИП расхода для газовой среды рассмотрим вихревые датчики следующих фирм : Элемер, Эмис, Ирга,[2] ,[10] ,[11]. Обоснование выбора ПИП расхода. Макс расход измеряемой среды равен $1500 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, а минимальный $350 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. При давлении 0.3 Мпа и температуре среды + 30°С. Среда - газ. Вывод: Выбираем Эмис – Вихрь-205, так как у него лучше следующие параметры: лучше точность измерения; высокий предел температуры измеряемой среды.

Для выбора ПИП числа оборотов электродвигателя рассмотрим датчики следующих фирм: Ризур, Сенсор, Теко ,[8] ,[12] ,[13].Рекомендуемая скорость вращения вала на установке $6000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$. Вывод: выбираем ТЕКО IVIB AF81A5-01G так у него следующие преимущества: выше температурный диапазон; диапазон измерения соответствует регламенту.

Для выбора ПИП качества рассмотрим датчики следующих фирм: Бакс, Хроматек, Цвет,[14],[15],[16]. Определение массовой концентрации сероводорода,

метил и этил меркаптанов в нефти. Среда - нефть. Вывод: Выбираем ПИП анализа сероводорода и меркаптанов в нефти БАКС-ЭДХ, так как у него следующие преимущества: больше скорость потока; лучший показатель точности измерения; лучшая взрывозащита.

Для выбора электрического исполнительного механизма со встроенным ЦАП рассмотрены такие фирмы как: Авангард, КСПРСН, КРЗ,[20],[21],[22] представлены ниже. Среда - нефть. Вывод: выбираем клапан 25с988нж от производителя «Авангард». Преимущества: наибольшая пропускная способность; широкий диапазон измеряемой среды.

Для выбора управляющего контроллера рассмотрим такие фирмами как: Трей, микроДАТ, Эргон,[17],[18],[19]. Количество входов в контроллер 45, количество выходов из контроллера 5. Входные сигналы с датчиков аналоговые, выходные сигналы с датчиков аналоговые. Вывод: Выбираем ПЛК фирмы Трей из преоводства над другими по следующим параметрам: наибольшая возможность расширение модулей; диапазон измерения соответствует регламенту.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье рассматривалась задача разработки системы автоматизированной системы управления блока очистки нефти от сероводорода.

Произведено обоснование выбора ПИП: медный термометр сопротивления - Элемер ТПУ-0304/М2-Н, избыточного давления - Метран 150CG EXD05, перепада давления - Метран 150 CDR3, радарные уровнемеры - Ризур 2030-0-150, расходомеры вихревого типа - Эмис Вихрь-205 1ExiaIB, количества турбинного типа - Эмис Пласт-22-1Exd, числа оборотов электродвигателя - Теко IVIB AF81A5-01G, концентрации сероводорода в нефтепродукте - Бакс-Маг ЭДХ, электрический исполнительный механизм со встроенным ЦАП - Авангард 25с988нж, управляющий контроллер - TreI-5B-05.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент [Электронный ресурс] <https://sudact.ru/law/postanovlenie-gosgortekhnadzora-rf-ot-05062003-n-56/pravila-bezopasnosti-v-neftianoi-i-prilozhenie-6/>
2. Каталог датчиков Элемер [Электронный ресурс] <https://www.elemer.ru/catalog/>
3. Каталог датчиков Метран [Электронный ресурс] <https://www.metran.ru/catalog/>
4. Каталог датчиков Овен [Электронный ресурс] <https://owen.ru/catalog/>
5. Каталог датчиков Piezus [Электронный ресурс] <https://piezus.ru/products/>
6. Каталог датчиков Лимако [Электронный ресурс] <http://www.limaco.ru/ru/production/>
7. Каталог датчиков Эльметро [Электронный ресурс] <https://www.elmetro.ru/production/>
8. Каталог датчиков Ризур [Электронный ресурс] <https://rizur.ru/catalog/>
9. Каталог датчиков Мария + [Электронный ресурс] <https://darkont.ru/catalog/>
10. Каталог датчиков Эмис [Электронный ресурс] <https://emis-kip.ru/upload/>
11. Каталог датчиков ИГРА [Электронный ресурс] <https://irga.ru/product/>

- 12.Каталог датчиков Сенсор [Электронный ресурс] <https://sensoren.ru/upload/>
- 13.Каталог датчиков ТЕКО [Электронный ресурс] <https://sensoren.ru/product/>
- 14.Каталог датчиков Бакс [Электронный ресурс] <https://bacs.ru/products/>
- 15.Каталог датчиков Хроматек [Электронный ресурс] <https://chromatec.ru/products/>
- 16.Каталог датчиков Цвет [Электронный ресурс] <http://www.tswet.ru/>
- 17.Каталог датчиков TreI [Электронный ресурс] <https://trei.biz/produksiya/>
- 18.Каталог датчиков МикроДАТ [Электронный ресурс] <https://www.microdat.ru/>
- 19.Каталог датчиков Ergon [Электронный ресурс] <https://plcontroller.ru/product/>
- 20.Каталог датчиков Авангард [Электронный ресурс] <https://saz-avangard.nt-rt.ru/price/product/467641>
- 21.Каталог датчиков Немен [Электронный ресурс] <https://www.nemen.ru/index/our-product/catalog/>
- 22.Каталог датчиков КРЗ [Электронный ресурс] <https://kpsr.nt-rt.ru/>

РАСУ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Доцент Н.А. Сизова, И.Е. Марусин, А.Е. Марусин

e-mail: artyom.02mar25@mail.ru

*Самарский Государственный технический университет, г. Самара,
Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244*

DEVELOPMENT OF AN AUTOMATED CONTROL SYSTEM FOR A GAS NATURAL WELLS

Associate Professor Sizova N.A., Marusin I.E., Marusin A.E.

Samara State Technical University, Samara, Russia

443100, st. Molodogvardeyskaya, 244

Аннотация. В данной статье рассмотрена разработка автоматизированной системы управления газовой скважины природного газа. Актуальность автоматизации обуславливается рядом причин. Главная — возрастание и усложнение газодобывающей системы, повышение требований к надежности создаваемых систем, экономический эффект, ужесточение экологических требований. Один из основных ресурсов — непрерывное развитие информационных технологий, появления новых способов решения различных задач, новых инструментов. Это требует дополнительного применения ПИП, устройств ввода, управляющих контроллеров, исполнительных механизмов, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека. Рассмотрены особенности реализации

автоматизированной системы управления скважин. Автоматизация газовой скважины позволяет увеличить количество добываемого газа и упростить процесс ее управления. На данный момент актуальна проблема импортозамещения. Для её решения предлагается замена всех иностранных составляющих, в частности на нижнем и среднем уровнях АСУ ТП.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, газовая скважина, фонтанная арматура.

Annotation. This article discusses the development of an automated control system for a natural gas well. The relevance of automation is due to several reasons. The main thing is the increase and complexity of the gas production system, increasing requirements for the reliability of the systems being created, the economic effect, and the tightening of environmental requirements. One of the main resources is the continuous development of information technologies, the emergence of new ways to solve various problems, new tools. This requires the additional use of PIP, input devices, control controllers, actuators, output devices using electronic equipment and computing methods, sometimes copying human nervous and mental functions. The features of the implementation of an automated well control system are considered. Automation of a gas well allows you to increase the amount of gas produced and simplify the process of its management. Now, the problem of import substitution is relevant. To solve this problem, it is proposed to replace all foreign components, at the lower and middle levels of the process control system.

Key words: automated control system, gas well, fountain fittings.

Давление и температура в обсадной эксплуатационной колонне фонтанной арматуры контролируется. На тройниках фонтанной арматуры расположены показывающие манометры. Пластовый газ поступает на выкидную линию, где расположен показывающий манометр. На верху фонтанной арматуры расположен показывающий манометр. На крыльевых клапанах расположены показывающие манометры. Давление выкидных линий тройников контролируется. На затрубном пространстве поступления ингибитора коррозии и парафинообразования установлены показывающие манометры. На затрубном пространстве поступления метанола находится показывающий манометр [2].

Давление и температура пластового газа на выкидной линии измеряется. Значение давления дублируется на показывающем манометре.

Расход пластового газа регулируется с коррекцией по давлению. Температура пластового газа контролируется. На трубопроводе установлен показывающий манометр.

Пластовый газ, поступающий на свечу рассеивания, смешивается с метанолом, поступающим от метанольной линии, давление которого измеряется показывающим манометром.

Пластовый газ может подаваться на свечу от тройников фонтанной арматуры.

Сброс пластового газа осуществляется в сепаратор свечей, где расположен показывающий манометр. Уровень пластового газа в сепараторе свечей измеряется. Отчищенный от примесей газ поступает на свечу рассеивания.

Метанол и ингибитор из сепаратора свечей поступают в дренажную емкость, значение давления отображается показывающим манометром. Уровень сепаратора свечей измеряется, предусмотрена сигнализация по максимальному значению.

Ингибитор коррозии поступает в емкость из бочки тары для ингибитора коррозии посредством бочкового насоса. Расход ингибитора коррозии измеряется. Уровень и температура в емкости измеряются. Ингибитор коррозии поступает в фильтры сливные проходные. Из фильтров сливных проходных ингибитор коррозии перекачивается насосами откуда газообразная часть поступает в емкость. Перепад давления до и после поступления в фильтры сливные проходные измеряется. Давление на линиях всаса и выкида насосов измеряется. Расход ингибитора коррозии регулируется одноконтурной АСР расхода. Жидкий ингибитор поступает либо в емкость, либо в фильтры сливные проходные. Газообразный ингибитор поступает только в емкость. Давление поступающего в емкость ингибитора регулируется одноконтурным АСР давления. Ингибитор парафинообразования также поступает в фильтры сливные проходные. Перепад давления до и после прохождения фильтров сливных проходных измеряется. Из фильтров сливных проходных ингибитор перекачивается насосами откуда газообразная часть поступает в блок-контейнер СРПИ. Давление на линии всаса и выкида насосов. Жидкий ингибитор поступает в затрубное пространство скважины. Расход ингибитора регулируется с коррекцией по качеству пластового газа в выкидной линии фонтанной арматуры. Аналогичным образом регулируется ингибитор, поступающий в выкидную линию скважины. Жидкий ингибитор поступает в выкидную линию скважины. Расход ингибитора регулируется с коррекцией по качеству пластового газа в выкидной линии фонтанной арматуры.

Метанол поступает от метанольной линии в фильтры сливные проходные. Перепад давления до и после прохождения фильтров сливных проходных измеряется. Из фильтров сливных проходных метанол перекачивается насосами. На линии всаса и выкида насосов расположены показывающие манометры. Насосы перекачивает метанол в затрубное пространство скважины и на АБ скважины. Также метанол может поступить обратно на перекачку. Давление перераспределенного метанола регулируется одноконтурной АСР давления. Расход метанола на АБ скважины регулируется одноконтурным АСР расхода. Аналогичным образом регулируется расход метанола в затрубное пространство скважины. Расход метанола в затрубное пространство скважины регулируется одноконтурным АСР расхода.

После прохождения насосов возможен аварийный сброс в дренажную емкость. С емкостей также возможен аварийный сброс в дренажную емкость.

Уровень в дренажной емкости измеряется.

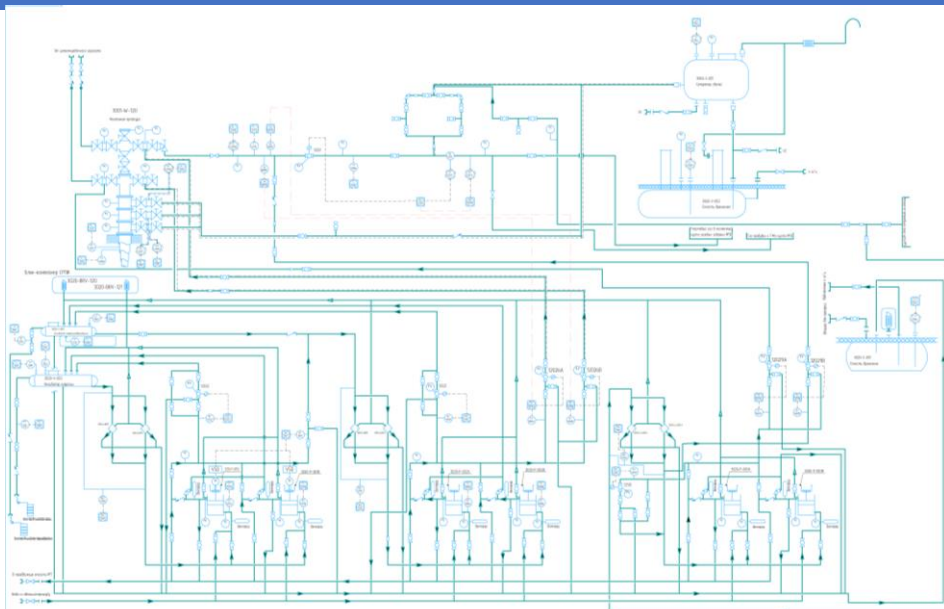


Рисунок №1 - схема автоматизация газовой скважины природного газа

В настоящее время актуальна проблема выбора технических средств автоматизации, так как в производстве широко используются импортные средства автоматизации, эксплуатация, диагностика и обслуживание которых проблематичны. Решением этой проблемы является внедрение отечественных ТСА. Для обоснования выбора технических средств автоматизации рассмотрим каждый измеряемый параметр отдельно:

– Рассмотрим ПИП уровня различных фирм: РИЗУР-2090, ЭЛЕМЕР-УРЗ-41-06, МЕРАПРИБОР МПУ-У01. Наибольший уровень на установке равен 1650 мм, а наименьший равен 100 мм. Максимальное давление, при котором происходит измерение уровня равно 0,16 МПа. Среда - неагрессивная. В результате анализа трёх ультразвуковых уровнемеров выбираем МЕРАПРИБОР МПУ-У01, так как измерения соответствуют указанному диапазону, его рабочее давление соответствует технологическому процессу, он может работать в большом диапазоне температур [3].

– Сопоставим ПИП давления различных фирм: Метран-150ДИ, Piezus APZ 3420X, ОВЕН ПД 100И. Максимальное значение измеряемого давления на установке равно 45,5 МПа, а минимальное равно 0,39 МПа. Максимальная температура, при которой происходит измерение давления равна +53°C, а минимальная +3. Среда - агрессивная. В результате рассмотрения трёх датчиков избыточного давления выбираем Метран-150ДИ, так как у него наибольший запас измерения давления, он работает в большом диапазоне температур и обладает наименьшей погрешностью [4].

– Сравним ПИП температуры различных фирм: Метран-270, ОВЕН ДТСХХ5Е, ЭЛЕМЕР ТС-1088. Максимальная температура измеряемой среды на установке равна +54°C, минимальная +3°C. Среда – неагрессивная. В результате рассмотрения трёх термометров сопротивления различных фирм выбираем датчик ОВЕН

ДТСХХ5Е, так как измерения соответствуют указанному диапазону температур [5].

– Рассмотрим показывающие манометры различных фирм: Росма-ТМ-221, Росма-ТМ-221, ДМ8008-ВУФ КС ИСП.2. Максимальное давление, измеряемое показывающими манометрами, составляет 25 МПа. Среда – агрессивная. В результате рассмотрения трёх манометров показывающих выбираем Росма-ТМ-221, так как он способен работать при большем диапазоне температур и устойчив к агрессивным средам [6].

– Сравним ПИП расхода различных фирм: ЭЛЕМЕР-РВ, ТИРЭС ДУ25, МЕТРАН-300ПР. Максимальный расход измеряемой среды на установке равен $50 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ для жидкости, для газа $200 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. Минимальный расход измеряемой среды на установке равен $5 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ для жидкости, для газа $50 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. Среда - агрессивная. В результате рассмотрения трёх вихревых расходомеров выбираем датчик ЭЛЕМЕР-РВ, так как он способен измерять большой расход, выдерживает большое давление измеряемой среды и устойчив к агрессивным средам [7].

– Сопоставим ПИП перепада давления различных фирм: ЭНИ-100, Метран-150, ЭЛЕМЕР-АИР-30. Максимальный перепад давления на установке равен 50 КПа, а минимум 1 КПа. Среда – агрессивная. В результате рассмотрения трёх датчиков перепада давления выбираем ЭНИ-100, так как он измеряет больший перепад давления и обладает наименьшей погрешностью [8].

– Сравним диафрагмы различных фирм: ЭЛЕМЕР ДКС, ЭНИ ДКС, РЕЗУР ДКС. Максимальное давление, при котором производятся измерения равно 8,9 МПа. В результате рассмотрения трёх диафрагм выбираем ЭНИ ДКС [9].

– Рассмотрим хроматографы различных фирм: Люмахром-М, Кристаллюкс-4000М, LicArt 62. Максимальное давление, при котором измеряется качество равно 8,9 МПа, а минимальное 4 МПа. Необходимо определить состав ингибитора для пластового газа. В результате рассмотрения трёх жидкостных хроматографов выбираем Кристаллюкс-4000М, так как он способен работать при низких температурах [10].

– Сопоставим исполнительные механизмы различных фирм: МЭО-16/10-0,25 Р-93, ПЭК МЭМ-40/160-25Р-13К, МЭО-40. Согласно технологическому процессу, все исполнительные механизмы электрические, со встроенным цифро-аналоговым преобразователем. Регулируемая среда – агрессивная. Поскольку скважина находится на севере РФ, то наличие обогрева обязательно. Исполнительный механизм – электрический со встроенным цифро-аналоговым преобразователем. В результате рассмотрения было выявлено, что из рассматриваемых ИМ больше всего подходит МЭО-40, так как он способен пропускать большое количество сырья [11].

– Сравним управляющие контроллеры различных фирм: ОВЕН ПЛК 110-60М02, TREI-5В-04, ЭЛСИ-ТМК. Количество дискретных входов в контроллер равно 35, а дискретных выходов 11. В результате рассмотрения выбираем ОВЕН ПЛК 110-60М02, так как у него соответствующее количество дискретных входов и выходов [12].

Заключение. В данной статье рассмотрена автоматизация производственных процессов газовой скважины. Бала рассмотрена функциональная схема скважины

природного газа. Также была произведена выборка альтернативных средств автоматизации от отечественных производителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров К. К., Кузьмина Е. Г. Электротехнические чертежи и схемы. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2017.
2. Технологический регламент Южно-Тамбейского ГКМ
3. МЕРАПРИБОР МПУ-У01 [Электронный ресурс]// Официальный сайт «МЕРАПРИБОР»// <https://merapribor.ru/catalog/yroven/ultrazvukovye-datchiki-urovnya-zhidkosti/mpu-ur-01-006/>
4. Метран-150ДИ [Электронный ресурс]// Официальный сайт «Метран»// <https://www.metran.ru/catalog/pressure/metran-150/>
5. ОВЕН ДТСХХ5Е [Электронный ресурс]// Официальный сайт «Овен-Уфа»// https://owen-ufa.ru/shop/proizvoditeli/owen/dtshh5-i-termosoprotivleniya-s-vygodny/?_openstat=ZGlyZWN0LnlhbmRleC5ydTszNDgyMTAwNTs1NzI3NDgyMjE3O3lhbmRleC5ydTpwcmVtaXVt&yclid=17516214565024301055
6. Росма-ТМ-221 [Электронный ресурс]// Официальный сайт «РОСМА»// https://rosma.spb.ru/manometers/korrozionnostojkie_vibroustojchivye/
7. ЭЛЕМЕР-РВ [Электронный ресурс]// Официальный сайт «ЭЛЕМЕР»// <https://www.elemer.ru/catalog/raskhodomery/raskhodomery-schetchiki-vikhrevye/elemer-rv/>
8. ЭНИ-100 [Электронный ресурс]// Официальный сайт «ИТеК ББМВ»// <https://eni-bbm.ru/ru/catalog/item/24-datchiki-davleniya/1-datchik-davleniya-eni-100>
9. ЭНИ ДКС [Электронный ресурс]// Официальный сайт «ИТеК ББМВ»// <https://eni-bbm.ru/ru/catalog/item/18-diafragmy-dlya-raskhodomero-8-586-1-5-2005-rd-50-411/52-diafragma-kamernaya-dks>
10. Кристаллюкс-4000М [Электронный ресурс]// Официальный сайт «МетаХром»// <https://www.meta-chrom.ru/catalog/chromatographs/crystallux-4000m/>
11. МЭО-40 [Электронный ресурс]// Официальный сайт «ТеплоПрибор»// <http://xn--90ahjlpcccjdm.xn--p1ai/catalog/mehanizm-ispolnitelnyj-meo-40-25-63-10-160-i-meof/>
12. ОВЕН ПЛК 110-60М02 [Электронный ресурс]// Официальный сайт «ОВЕН»// https://owen.ru/product/plk110_m02

РАСУ БЛОЧНОЙ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

Доцент Н.А. Сизова, И.Е. Марусин, А.Е. Марусин

e-mail: artyom.02mar25@mail.ru

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
443100, ул. Молодогвардейская, 244*

DEVELOPMENT OF AN AUTOMATED CONTROL SYSTEM FOR A BLOCK CUT
PUMPING STATION

Associate Professor N.A. Sizova, I.E. Marusin, A.E. Marusin

Samara State Technical University, Samara, Russia
443100, st. Molodogvardeyskaya, 244

Аннотация: В данной статье рассмотрена разработка автоматизированной системы управления блочной кустовой насосной станции (БКНС). Актуальность автоматизации обуславливается рядом причин. Один из основных ресурсов — непрерывное развитие информационных технологий, появления новых способов решения различных задач, новых инструментов. Одно из требований к автоматизации - правильный подход к регулированию отдельных параметров технологических процессов. Рассмотрены особенности реализации автоматизации БКНС на примере регулирования давления в сепараторе С-2/1.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, блочная кустовая насосная станция, сепаратор, регулирование.

Annotation: This article discusses the development of an automated control system for a block cluster pumping station (BCPS). The relevance of automation is due to a number of reasons. One of the main resources is the continuous development of information technologies, the emergence of new ways to solve various problems, and new tools. One of the requirements for automation is the correct approach to regulating individual parameters of technological processes. The features of the implementation of automation of the BKNS are considered using the example of pressure regulation in the S-2/1 separator.

Key words: automated control system, block cluster pumping station, separator, regulation.

Блочная кустовая насосная станция БКНС использует в качестве рабочего агента - воду сеноманского пласта и подтоварную воду сброса с ДНС с УПСВ (в дальнейшем по тексту - «воду») [2].

Сеноманская вода от водозаборных скважин кустовой площадки в сепараторы С-2/1,2. Давление в трубопроводе подачи воды в емкости измеряется. Сеноманская вода поступает в сепараторы С-2/1,2, предназначенные для разгазирования воды и очистки ее от песка и глины. Уровень воды в С-2/1,2, регулируется одноконтурной АСР уровня. Давление в сепараторах С-2/1,2 регулируется одноконтурной АСР давления. Газ сеноманской воды из емкостей С-2/1,2 сбрасывается через задвижки на свечу рассеивания.

Подготовленная сеноманская вода из сепараторов С-2/1,2 подается в приемный коллектор БКНС. Очищенная подтоварная вода и промливневые стоки с очистных сооружений ДНС с УПСВ подается в приемный коллектор. Вода по приемному коллектору через задвижки и попадает на вход насосных агрегатов ЦНС 240(180)–1900, ЦНС 200–2100. Перепад давления воды до и после прохождения фильтров Ф-1, 2, 3 контролируется. Температура масла в маслоблоке МБ-1, 2, 3 контролируется. Температура масла после прохождения маслоохладителей МО-1, 2, 2/1, 3 регулируется одноконтурной АСР. Пройдя насос, жидкость под давлением по напорному трубопроводу попадает в напорный коллектор. Через отводящий водовод напорного коллектора жидкость направляется к скважинам куста №2.

Предусмотрена система утечек сальников насосов - выполнена система трубопроводов, по которым жидкость с сальников отводится в дренажную подземную емкость Е-8. Уровень, давление и температура жидкости в емкости Е-8 контролируется. Дренаж отработанного масла осуществляется в емкость дренажную Е-9. Уровень и температура жидкости в емкости Е-9 контролируется. Масло из емкости Е-9 откачивается в автоцистерну.

Один из аппаратов С-2/1,2 периодически ~ два раза в год выводится из процесса подготовки воды на промывку от осадка - песка. Подача промывочной воды в аппараты осуществляется из БКНС от высоконапорного коллектора. Пульпа (дренаж) выводится из емкостей С-2/1,2 через гибкий шланг в передвижные емкости и вывозится на полигон утилизации промышленных и бытовых отходов.

Защита водоводов от коррозии осуществляется подачей в приемную линию насосов БКНС ингибитора коррозии от Емкости с ингибитором коррозии УДРВ-01.01-1НГД2,5/100-1/1-А-П 3. Соотношение воды и ингибитора на линии подачи в насосы регулируется. Уровень и температура в емкости с ингибитором коррозии контролируется.

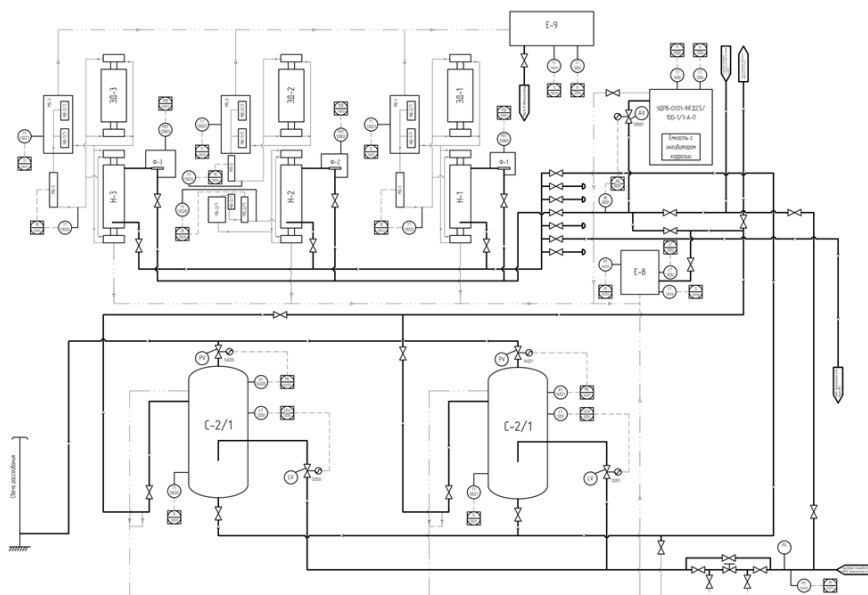


Рис. №1 - схема автоматизация блочной кустовой насосной станции

Для оптимального функционирования автоматизированной части системы управления требуется рассчитать технологические параметры настройки регуляторов. Рассмотрим нахождение коэффициентов регулятора на примере расчета коэффициентов настройки ПИ-регулятора в контуре 14021.

Рабочее давление равно 2 КПа.

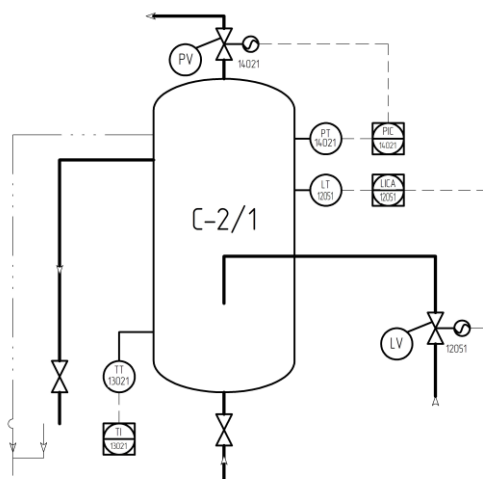


Рис. 2 –АСР давления

Для нахождения передаточной функции данного регулируемого параметра нужно воспользоваться программой «RKPF», разработанной на кафедре АУТП.

Введем входные параметры См. Рисунок 3:

Рис. 3 – Входные параметры

Далее в таблице будут представлены все расчёты, производимые методом площадей См. Рисунок 4, график кривой разгона См. Рисунок 5 и график входного ступенчатого воздействия См. Рисунок 6.

№ п/п	A	B	C	D	E	F	G	H	J
1	1020	0	0	1	0	1	1	1	1
2	1060	0,15	0,0755	0,9245	0,233	0,767	0,7091	0,5611	0,5187
3	1170	0,3	0,283	0,717	0,4659	0,5341	0,383	0,1767	0,1267
4	1210	0,45	0,3585	0,6415	0,6989	0,3011	0,1932	-0,1536	-0,0985
5	1290	0,6	0,5094	0,4906	0,9319	0,0681	0,0334	-0,4296	-0,2108
6	1340	0,75	0,6038	0,3962	1,1648	-0,1648	-0,0653	-0,6512	-0,258
7	1410	0,9	0,7358	0,2642	1,3978	-0,3978	-0,1051	-0,8187	-0,2163
8	1450	1,05	0,8113	0,1887	1,6308	-0,6308	-0,119	-0,9318	-0,1758
9	1490	1,2	0,8868	0,1132	1,8637	-0,8637	-0,0978	-0,9907	-0,1122
10	1520	1,35	0,9434	0,0566	2,0967	-1,0967	-0,0621	-0,9953	-0,0563
11	1550	1,5	1	0	2,3296	-1,3296	0	-0,9457	0

Рис. 4 – Таблица данных

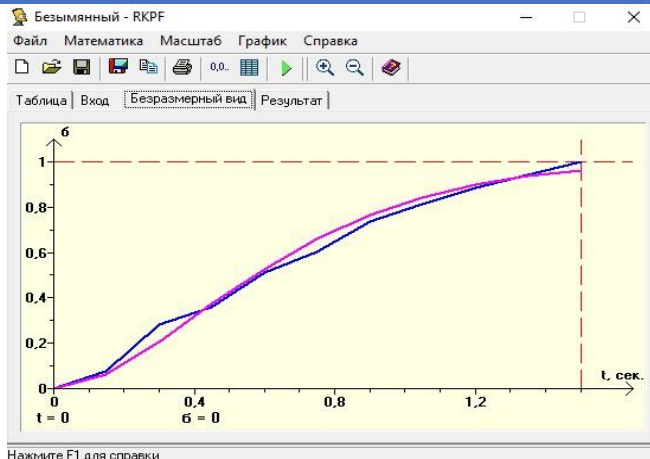


Рис. 5 – Кривая разгона

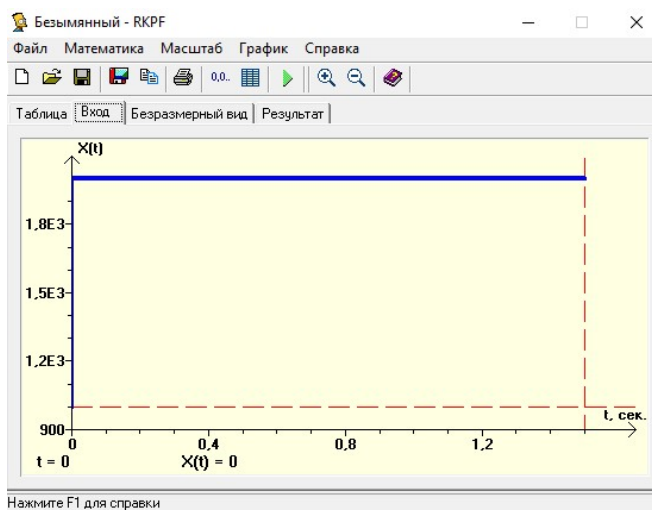


Рис. 6 – Входное ступенчатое воздействие

В результате получаем коэффициенты передаточной функции объекта, саму передаточную функцию объекта в общем виде и ошибку ввода См. Рисунок 7.

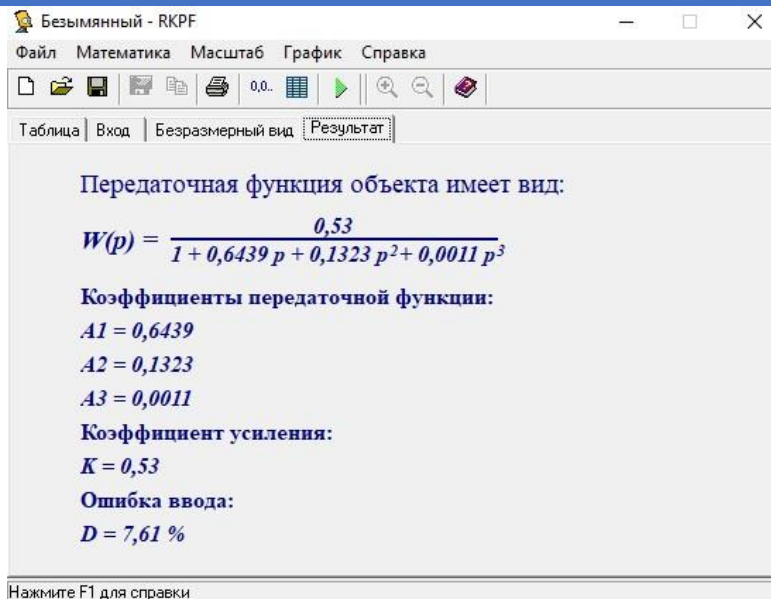


Рис. 7 – Передаточная функция

Для того, чтобы перейти к настройкам ПИ-регулятора, необходимо полученную передаточную функцию преобразовать к виду

$$W_o = \frac{k * e^{-p\tau}}{1 + T_1 p} \quad (1)$$

где k – коэффициент усиления

τ – время запаздывания

T_1 – наибольшее значение из преобразованных коэффициентов

Преобразуем полученные коэффициенты объекта.

Получим постоянную времени $T_1 = 0,0107$.

Таким образом, преобразованная передаточная функция объекта будет иметь вид:

$$W_o(p) = \frac{0,53 * e^{-p}}{1 + 0,0107 p} \quad (2)$$

Для регулирования расхода необходимо использовать ПИ-регулятор.

Далее необходимо перейти к нахождению параметров регулятора, для этого нужно воспользоваться программой Reg2, разработанной на кафедре АУТП.

Вводим рассчитанные параметры объекта в программу.

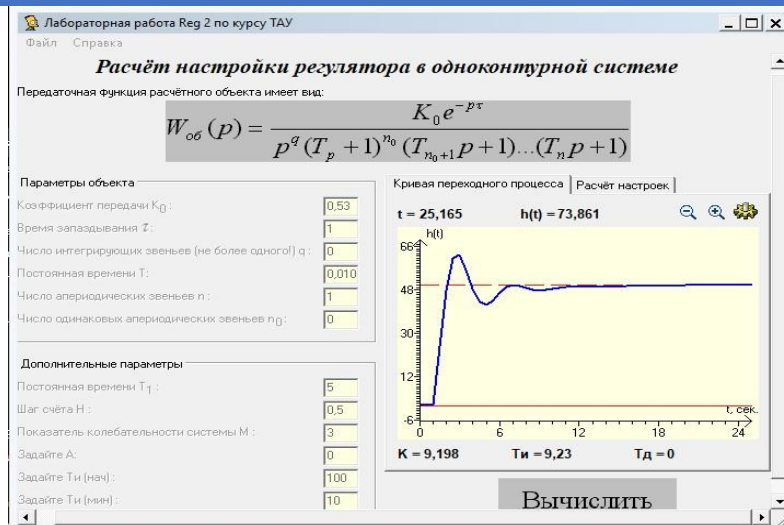


Рис. 8 – Расчет настройки ПИ-регулятора в одноконтурной системе

В результате расчетов получили передаточную функцию ПИ-регулятора:

$$Wp(p) = 9,198 + \frac{1}{9,23p} (3)$$

Получены оптимальные коэффициенты регулятора для этого процесса. Коэффициент пропорциональности равен 9,198 и время интегрирования равно 9,23.

Заключение. В данной статье был произведен оптимальный расчет настроек ПИ-регулятора в одноконтурной системе регулирования давления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров К. К., Кузьмина Е. Г. Электротехнические чертежи и схемы. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2017.
2. Технологический регламент БКНС Шингинского месторождения
3. Регулирующие устройства [Электронный ресурс]// https://studopedia.ru/14_3330_reguliruyushchie-ustroystva.html
4. Классификация звеньев. Типовые динамические звенья [Электронный ресурс]// <https://studfile.net/preview/2657101/>
5. Поддержание пластового давления (ППД) на нефтяных залежах [Электронный ресурс]// <https://neftegaz.ru/science/booty/331582-podderzhanie-plastovogo-davleniya-ppd-na-neftyanykh-zalezakh/>

**ОЦЕНКА ЗАВИСИМОСТИ ПОГРЕШНОСТИ МЕТОДА ЭЙЛЕРА ДЛЯ
ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТА ЗВЕНЬЕВ 2-ГО ПОРЯДКА ОТ ШАГА
ИНТЕГРИРОВАНИЯ**

А.Н. Волхонский, Е.Е. Волхонская

СамГТУ, г. Самара, Россия, avolhonskij34@gmail.com

Аннотация. Активное развитие автоматизированных систем и методов их применения и внедрения требует повышения точности управления и скорости выполнения операций. Не смотря на тенденции развития автоматизации в направлении наращивания функционала верхнего уровня, непосредственное управление процессом осуществляется устройствами среднего и нижнего уровня. Логические контроллеры, занимающие позицию среднего уровня в АСУТП, осуществляют приём показаний измерительных приборов, обработку их показаний и выработку управляющих воздействий, которые воздействуют на управляющие устройства. Расчет эффективного управляющего воздействия осуществляется на основании получения цифровой модели управляющего устройства. Точность моделирования зависит от большого количества параметров, одним из которых является шаг интегрирования. В данной статье будет рассмотрено влияние шага интегрирования на погрешность, возникающую при моделировании звеньев 2-го порядка методом Эйлера.

Ключевые слова: Автоматизация, звено 2-го порядка, метод Эйлера, погрешность, шаг интегрирования.

Для описания средств измерения, устанавливаемых на объекты автоматизации, используют дифференциальные уравнения, позволяющие отразить их физические свойства. Одним из наиболее часто встречающихся методов описания является дифференциальное уравнение 2-го порядка:

$$ay'' + by' + cy = dx \quad (1)$$

Для получения модели данного звена могут применяться различные методы, одним из которых метод Эйлера. Данный метод позволяет получить численные решения дифференциального уравнения при известных входных параметрах. Метод состоит в расчёте приращения функции в каждый момент времени, на величину y' , постоянную для одного шага интегрирования. На каждом шагу осуществляется расчет наибольшей производной с последующим интегрированием получившегося значения:

$$y''(t) = \frac{dx - by'(t - \Delta t) - cy(t - \Delta t)}{a}$$

$$y'(t) = y'(t - \Delta t) + y'' * \Delta t$$

$$y(t) = y(t - \Delta t) + y' * \Delta t, \text{ где}$$

$y''(t)$ – Значение второй производной функции в момент времени t ;

$y'(t)$ – Значение первой производной функции в момент времени t ;

$y(t)$ – Значение первой производной функции в момент времени t ;

Δt – Шаг модельного времени;

$y'(t-\Delta t)$ – Значение первой производной функции в момент времени $t-\Delta t$;

$y(t-\Delta t)$ – Значение первой производной функции в момент времени $t-\Delta t$.

Исходя из описанной выше формулы можно, сделать вывод, что шаг времени Δt является основным фактором, который влияет на погрешность моделирования. Погрешность моделирования стремится к нулю, при $\Delta t \rightarrow 0$. Однако ограничения возможности технических средств моделирования накладывают ограничения на выбираемый шаг интегрирования.

В данной статье будет изучена зависимость погрешности моделирования звена 2-го порядка от шага моделирования системы.

Моделирование будет производиться в среде моделирования SimInTech. В качестве эталонных будут рассматриваться значения, получаемые при моделировании звена 2-го порядка с помощью блока «Передаточное звено общего вида» и шага интегрирования $\Delta t = 0,0001c$. Будут использоваться следующие коэффициенты: $a=1$, $b=1$, $c=1$, $d=3$. На рисунке 1 представлен результат моделирования с помощью блока «Передаточное звено общего вида».

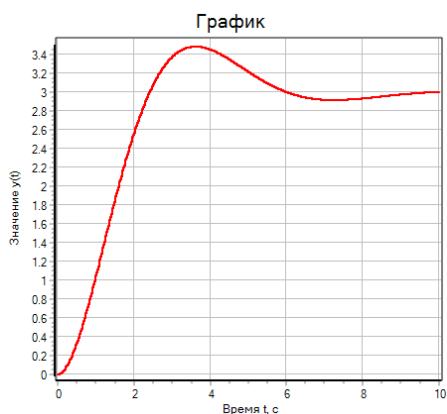


Рисунок 1 – Моделирование эталонных значений

Для анализа погрешности будет использоваться график моментальной оценки погрешности, а также накопленное значение погрешности за всё время рассматриваемого переходного процесса.

В таблице 1 приведены значения шага интегрирования для экспериментальных систем.

Таблица 1- Значения шага интегрирования для экспериментальных систем

№ системы	Шаг интегрирования
1	0,1c
2	0,05c
3	0,01c

Для отсчета шагов модельного времени будет использоваться таймер, который принимая шаг интегрирования Δt , будет формировать единичный импульс с

периодом Δt . На рисунке 2 представлена работа таймера с заданным шагом интегрирования $\Delta t = I_c$.

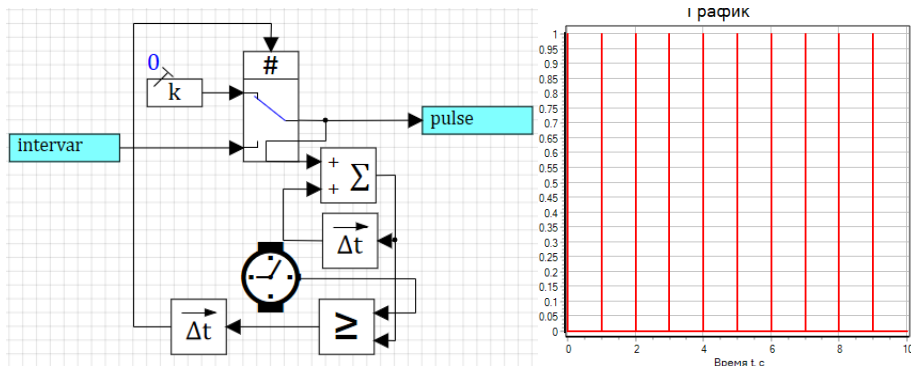


Рисунок 2 – Работа таймера с заданным шагом интегрирования $\Delta t = I_c$

На рисунках 3, 4, 5 приведены полученные значения погрешности моделирования для рассматриваемых систем.

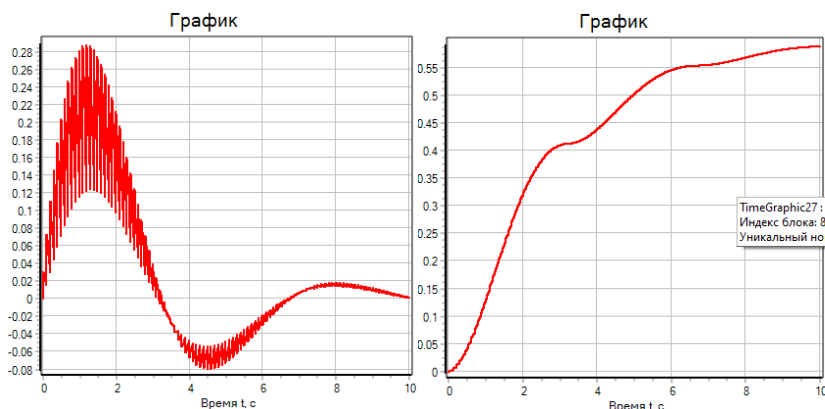


Рисунок 3 – Моментальная и накопленная погрешность системы при $\Delta t = 0, I_c$

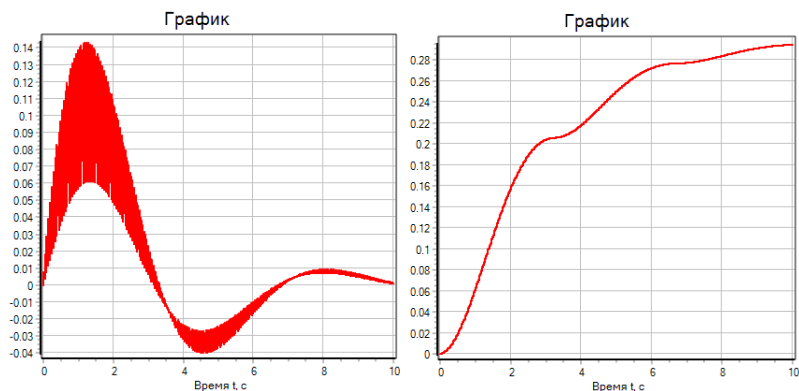


Рисунок 4 – Моментальная и накопленная погрешность системы при $\Delta t = 0,05с$

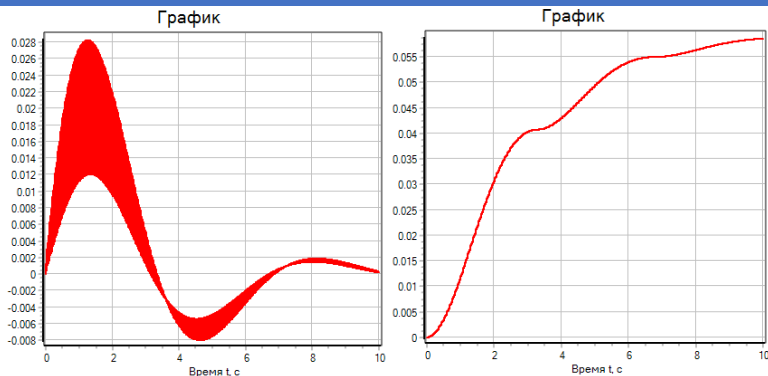


Рисунок 5 – Моментальная и накопленная погрешность системы при $\Delta t = 0,01с$

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что величина шага интегрирования линейно связана со значениями моментальной и накопленной погрешностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Численное интегрирование обыкновенных дифференциальных уравнений [Электронный ресурс] // Quantorium information laboratory // URL: <http://qilab.phys.msu.ru/people/zadkov/teaching/seminar1/semnumer3.pdf>
2. ПРИБЛИЖЕННОЕ РЕШЕНИЕ ОБЫКНОВЕННЫХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ И СИСТЕМ [Электронный ресурс] //MOODLE КНИТУ (КХТИ) // URL: https://moodle.kstu.ru/pluginfile.php/514655/mod_resource/content/3/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D0%B8%D1%8F%20%D0%A7%D0%B8%D1%81%D0%BB.%20%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D1%8B%20%20%D0%94%D0%A3.pdf
3. Экспериментальное исследование погрешностей моделирования [Электронный ресурс] // monographies //URL: <https://monographies.ru/en/book/section?id=7998>
4. Погрешность [Электронный ресурс] // ЧМ // URL: <https://courses.igankevich.com/numerical-methods/notes/accuracy/>

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА НА УСТАНОВКЕ ДОБЫЧИ И ПЕРЕГОНКЕ НЕФТИ

К.С. Ерохина, А.Н. Волхонский

СамГТУ, г. Самара, Россия, karina-355@yandex.ru

Аннотация. Насосные агрегаты являются одними из наиболее часто применяемых в нефтегазовом промысле агрегатов, что накладывает повышенные требования к надежности их работы и времени простоя установки в ходе их ремонта.

Ввиду большой значимости данных агрегатов для протекания технологического процесса, насосы резервируются. Это позволяет при выходе из строя одного насоса быстро возобновить протекающие процессы. В данной статье будут проанализированы наиболее часто возникающие факторы возникновения неисправностей, определены их вероятности возникновения при различном времени наработки и составлены деревья отказов при различной наработке насосных агрегатов.

Ключевые слова: Надежность, дерево отказов, насос, плотность распределения вероятностей, вероятность отказа

Выход из строя насоса несет в себе большие временные и экономические затраты на его восстановление. Это заставляет задуматься о возможности осуществления технического обслуживания при достаточно низком остаточном ресурсе. В таблице 1 приведена статистическая информация о зависимости вероятности отказа насоса от времени его наработки.

Таблица 1 – Временные показатели вероятностей отказа насоса

Время, ч	Плотность распределения вероятности отказа насоса	Вероятность отказа насоса
728	0,00001	0,728
1592	0,00015	13,688
2456	0,00019	30,104
3320	0,000245	51,272
4184	0,00016	65,096
5048	0,00008	72,008
5912	0,00007	78,056
6776	0,00009	85,832
7640	0,00015	98,792

Если рассмотреть статистические данные, что при наличии большого количества событий, которые могут привести к отказу, большинство событий может быть сосредоточено в некоторых факторах:

1. Посторонний шум;
2. Попадание среды в картер;
3. Попадание среды на обмотку;
4. Износ графитофторопластиковой пяты;
5. Размагничивание полумуфта;
6. Заклинивание ротора;
7. Засорение полостей рабочего колеса средой

Будем использовать для оценки надежности функционирования насосного агрегата метод дерева отказов. Оно лежит в основе логико-вероятностной модели причинно-следственных связей отказов системы с отказами ее элементов и другими событиями (воздействиями). При анализе возникновения отказа состоит из последовательностей и комбинаций нарушений и неисправностей.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

В качестве интересующих моментов времени будут рассматриваться 2456 и 7640 часов наработки насоса. В таблице 2 и 3 приведены вероятности возникновения факторов отказа для выбранных промежутков времени.

Таблица 2 – Вероятность отказа насоса при наработке в 2456 ч.

Фактор	Вероятность отказа, %
Посторонний шум	2,70936
Попадание среды в картер	2,40832
Попадание среды на обмотку	1,20416
Износ графитофторопластиковой пяты	1,20416
Размагничивание полумуфт	0,60208
Заклинивание ротора	19,86864
Засорение полостей рабочего колеса средой	2,10728

Таблица 3 – Вероятность отказа насоса при наработке в 7640 ч.

Фактор	Вероятность отказа, %
Посторонний шум	8,89128
Попадание среды в картер	7,90336
Попадание среды на обмотку	3,95168
Износ графитофторопластиковой пяты	3,95168
Размагничивание полумуфт	1,97584
Заклинивание ротора	65,20272
Засорение полостей рабочего колеса средой	6,91544

На рисунках 1 и 2 представлены деревья отказов с указанием вероятностей отказов отдельных факторов для различного времени наработки.

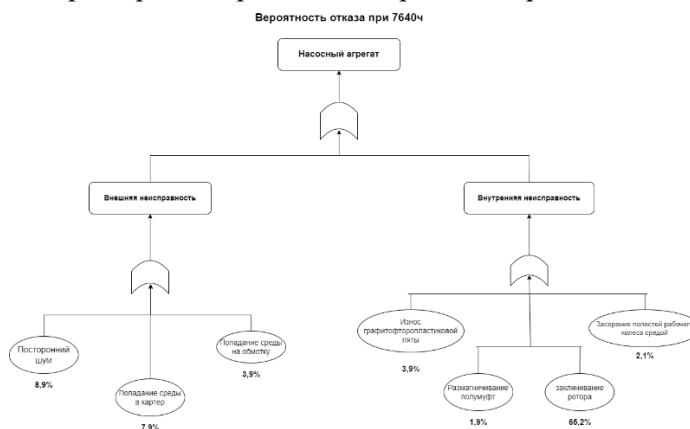


Рисунок 2 – Дерево отказов насоса при наработке 2456 ч

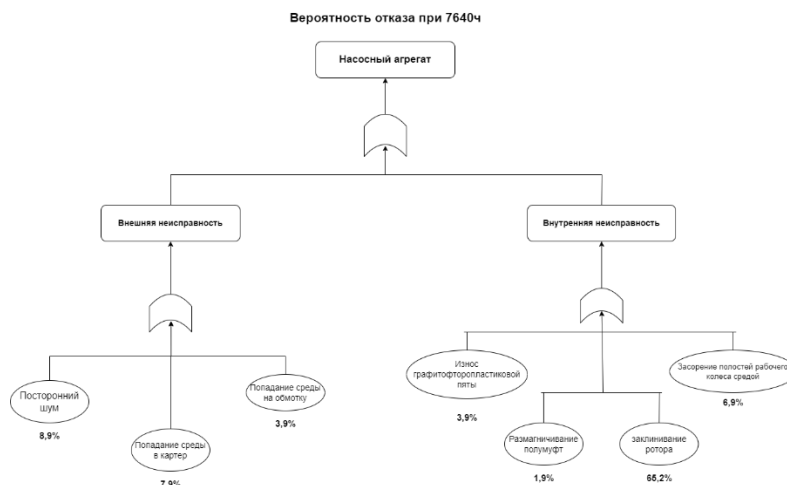


Рисунок 3 – Дерево отказов насоса при наработке 7640 ч

Созданные деревья отказов позволяют оценивать состояние насосного оборудования в различные моменты наработки и принимать решения о проведения их технического обслуживания, что позволит минимизировать возникновение поломок в ходе эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ЭМПИРИЧЕСКИМ ДАННЫМ [Электронный ресурс] // ДИАГНОСТИКА // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-prichin-otkazov-nasosnogo-oborudovaniya-po-empiricheskim-dannym/viewer>
2. Дерево отказов, как метод структурного анализа ФТА. Примеры внедрения. [Электронный ресурс] // ИТExpert // URL: <https://www.itexpert.ru/rus/biblio/detail.php?ID=16266>
3. МЕТОД АНАЛИЗА РИСКА «АНАЛИЗ ДЕРЕВА ОТКАЗОВ» [Электронный ресурс] // СмесЭксперт // URL: <https://smis-expert.com/blog/metod-analiza-riska-analiz-dereva-otkazov/>
4. Основные неисправности насосного оборудования [Электронный ресурс] // БелНасос Пром // URL: <https://nasosprom.by/projects/ekspluatatsiya-i-regulirovanie-gidravlicheskih-mashin-osnovnye-neispravnosti-nasosnogo-oborudovaniya/>

**РАСЧЕТ ВРЕМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕРМОПАР РАЗЛИЧНОГО
ПРОИЗВОДСТВА**

Т.М. Ганиев, А.Н. Волхонский

СамГТУ, г. Самара, Россия, ganievtimur699@gmail.com

Аннотация рассмотрим временные характеристики термопар различного производства с целью оценки их динамического поведения в условиях переменных температурных воздействий. В работе рассматриваются термопары различных брендов с учетом их конструкции, материалов и технических характеристик. Методика исследования включает в себя математическое моделирование. Для большей информативности необходимо определение постоянных времени термопар. Результаты экспериментов сопоставляются с данными производителей и рекомендациями по применению.

Ключевые слова: Временные характеристики, термопара, постоянная времени, дифференциальное уравнение.

Для начала получим дифференциальное уравнение термопары, связывающую ее термоэлектродвижущую силу (ТЭДС) с измеряемой температурой.

$$dQ = \alpha A(t - \theta d\tau),$$

где α – коэффициент теплоотдачи конвекцией; A – площадь поверхности теплопередачи рабочего спая; t – температура среды; θ – температура рабочего спая термопары; τ – время.

$$dQ = mcd\theta,$$

где m – масса рабочего спая термопары; c – удельная теплоемкость спая.

$$\frac{mc}{\alpha A} \frac{d\theta}{d\tau} + \theta = t,$$

$$E = K\theta,$$

где K – коэффициент пропорциональности.

$$\frac{mc}{\alpha A} \frac{d\theta}{d\tau} + E = Kt,$$

$$T \frac{dE}{d\tau} + E = Kt;$$

После некоторых преобразований видно, что постоянная времени равна:

$$T = \frac{mc}{\alpha A}.$$

Далее перейдем к рассмотрению конкретных примеров термопар различных производителей и различных характеристик.

«Элемер» ТПУ-205 Термоэлектрический преобразователь

В качестве ПП используются термоэлектрические преобразователи. Состав данной термопары – платина. Теплоемкость платины – $c = 129 \frac{\text{кДж}}{\text{г*К}}$. Масса данной термопары $m = 5,6 \text{ г}$. Вычислим постоянную времени для ТПУ-205 при помощи ранее выведенного уравнения.

$$T = \frac{mc}{\alpha A} = \frac{5,6 \cdot 10^{-3} \cdot 129 \cdot 10^3}{432,6} = 1,67 \text{ с}$$

«Эталон» ТПП-2.821.004 преобразователь электрический

Состав данной термопары – платинородий. Теплоемкость платинородиевых элементов – $c = 120 \frac{\text{кДж}}{\text{г*К}}$. Масса данной термопары $m = 6,2 \text{ г}$. Вычислим постоянную времени для ТПП-2.821.004 при помощи ранее выведенного уравнения.

$$T = \frac{mc}{\alpha A} = \frac{6,2 \cdot 10^{-3} \cdot 120 \cdot 10^3}{356} = 2,1 \text{ с}$$

«Теплоприбор» Термопара ТПР-0292

Состав термопары – платина, теплоемкостью – $c = 129 \frac{\text{кДж}}{\text{г*К}}$. Масса данной термопары $m = 6 \text{ г}$. Вычислим постоянную времени для ТПР-0292 при помощи ранее выведенного уравнения.

$$T = \frac{mc}{\alpha A} = \frac{6 \cdot 10^{-3} \cdot 129 \cdot 10^3}{435} = 1,78 \text{ с}$$

Для понимания влияния постоянной на измерение температуры осуществим моделирование переходного процесса для изменения температуры со 100 до 125 °С. Моделирование будет осуществляться в среде моделирования SimInTech. На рисунке 1 представлена структурная схема, которая будет применяться для осуществления моделирования.

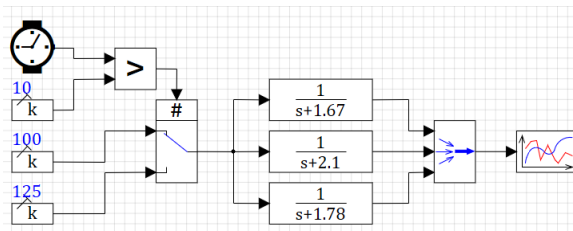


Рисунок 1 – Структурная схема моделирования переходного процесса

В ходе моделирования будет осуществляться выход на значение температуры в 100 °С с последующим изменением входного воздействия на 125 °С. Результаты моделирования представлены на рисунке 2.

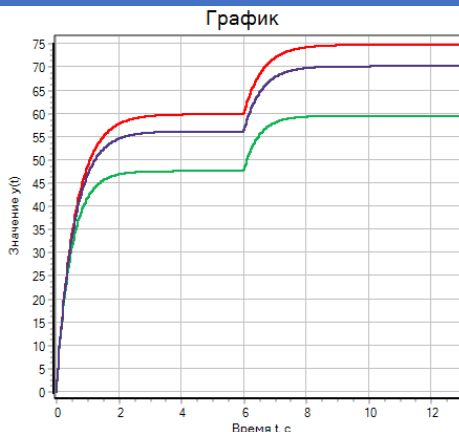


Рисунок 2 – Структурная схема моделирования переходного процесса

Исходя из представленных графиков можно сделать вывод, что при работе термометров при резкой смене температуры необходимо учитывать возникающую при переходном процессе динамическую погрешность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Термопара ТПР-0292 [Электронный ресурс]// ТеплоПрибор // URL: <https://xn--90ahjlpcccjdm.xn--p1ai/catalog/termopara-tpr-0292/>
2. ТПП-2.821.004 преобразователи термоэлектрические [Электронный ресурс]// Эталон // URL: <https://www.td-etalon.com/preobrazovateli-termoelektricheskie/platinorodij-platinovye/tpp-2-821-004-preobrazovateli-termoelektricheskie/>
3. ТПУ-205 (ТСМУ, ТСПУ, ТХАУ, ТххУ-205) [Электронный ресурс]// Эталон // URL: <https://www.elemer.ru/catalog/datchiki-temperatury/termopreobrazovateli-s-unifitsirovannym-vykhodnym-signalom/tpu-205-tkhkhu-205/>

РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ ПОДЪЕМНОЙ ПЛАТФОРМЫ

С.Р. Тухфатуллина, А.Н. Волхонский

СамГТУ, г. Самара, Россия

sabrina.tuxfatullina@mail.ru, avolhonskij34@gmail.com

Аннотация

Подъемные установки предназначены для быстрого и безопасного спуска и подъема людей, транспортирования нефтегазового оборудования и материалов. На крупных нефтяных шахтах, как правило, имеются две-три действующие подъемные установки, и каждая из них предназначена для определенных целей, а не является резервом другой. От надежной, бесперебойной и производительной работы нефтяного шахтного подъема зависит ритмичная работа всей шахты в целом, поэтому из всего комплекса электромеханического оборудования шахты к подъемным установкам предъявляют особые требования в отношении надежности и безопасности работы. В данной статье будет разработана логика управления подъемной платформой с учетом предельных состояний.

Ключевые слова: Подъемная платформа, логика управления, датчик, таблица истинности

В качестве объекта для осуществления разработки будет выбрана подъемная платформа, приводимая в движение электродвигателем. Для контроля зоны перемещения подъемной платформы установлено несколько параллельно включенных датчиков (см. Рисунок 1). Подъемная платформа с помощью кнопок может перемещаться вверх или вниз. Для этого к входу I_1 контроллера подключена кнопка “Вверх”, а к I_2 - кнопка “Вниз”. Соответствующее конечное положение распознается конечным выключателем. Конечный выключатель на I_3 - для верхнего положения платформы, конечный выключатель на I_4 - для нижнего положения. Если конечное положение достигнуто, то двигаться можно только в противоположном направлении. Направление перемещения задается через кнопки I_1 и I_2 . С помощью кнопки “Стоп” на I_5 платформу можно остановить.

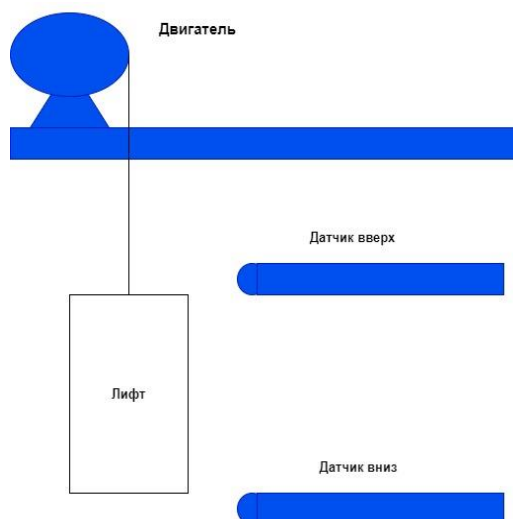


Рисунок 1 – Схематичное представление подъемной платформы

Устройством, осуществляющим управляющее воздействие на лифт, является двигатель, который может находиться в 3-х состояниях:

1. Движение вверх ($Out1$);
2. Движение вниз ($Out2$);
3. Неподвижное состояние ($Out3$);

Теперь можно рассмотреть управление каждым состоянием двигателя, как отдельной логической системой:

При движении вверх ($Out1$). I_2 (Кнопка вниз) не зависимо от своего состояния никак не будет влиять на состояние выходного сигнала. В свою очередь I_4 (Датчик в нижнем положении) никак не должен воздействовать на выходной сигнал. Это позволяет составить логическую систему зависимости выходного сигнала от 3-х параметров: $Out1(I1, I3, I5)$.

Общую таблицу истинности для рассматриваемой системы можно разделить на 2 одинаковые таблицы, одна из которых приведена в таблице 1

Таблица 1 – Таблица истинности для формирования сигнала *Out1*

I_1	I_3	Out_1
1	1	0
1	0	1
0	1	0
0	0	0

На основании составленной таблицы истинности было составлено логическое выражение, представленное на рисунке 2

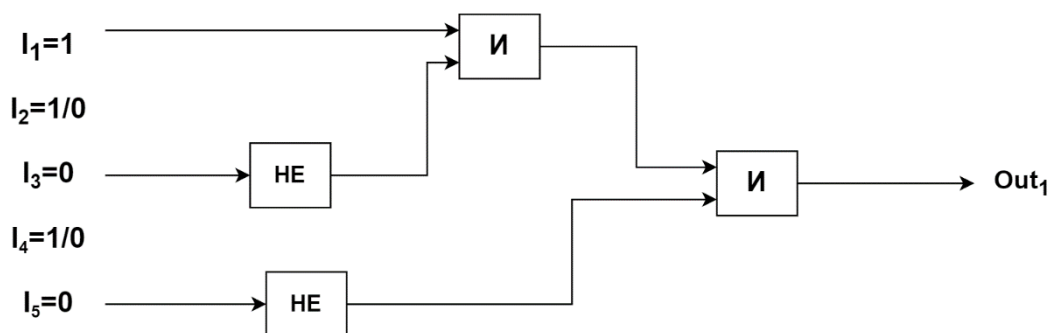


Рисунок 2 - Логическое выражение для формирования *Out1*

При движении вверх (*Out2*). I_2 (Кнопка вверх) не зависимо от своего состояния никак не будет влиять на состояние выходного сигнала. В свою очередь I_4 (Датчик в верхнем положении) никак не должен воздействовать на выходной сигнал. Это позволит составить логическую систему зависимости выходного сигнала от 3-х параметров: $Out2(I_2, I_4, I_5)$.

На основании этого было составлено логическое выражение, представленное на рисунке 3

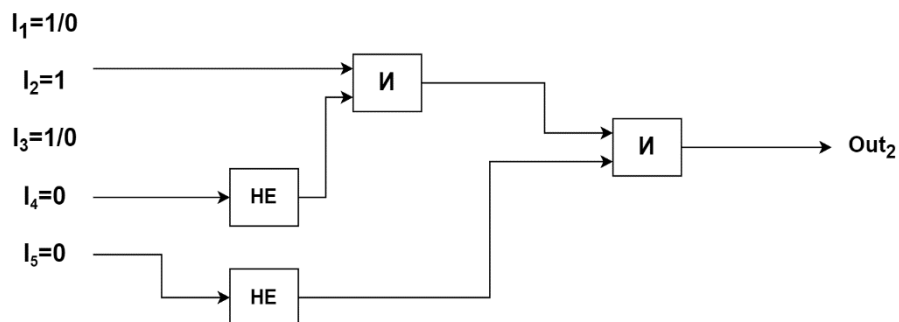


Рисунок 3 - Логическое выражение для формирования *Out2*

При рассмотрении неподвижного состояния (Out3) можно сделать вывод, что но учтено в разработанных выше состояниях о формируется при одновременном подаче на Out1 и Out2 подавался логический 0.

Рассмотренные выше системы позволили сформировать итоговую логическую схему управления движением подъемника, представленную на рисунке 4.

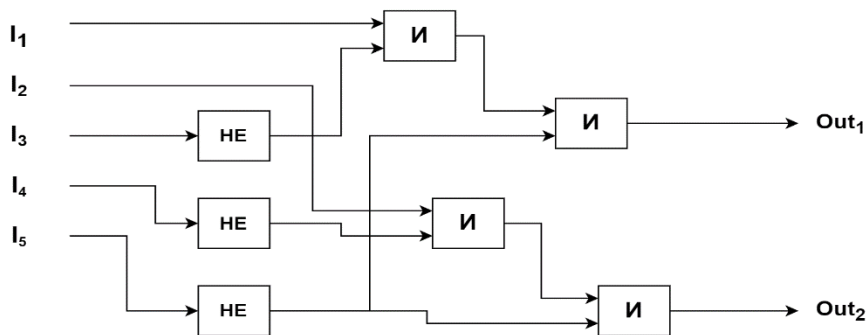


Рисунок 4 – Логическая схема управления движением подъемника

Разработанная в данной работ логика управления позволяет осуществлять управления подъемников с учетом его возможных состояний и возможности экстренной ситуации по усмотрению оператора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шахтные подъемные установки [Электронный ресурс] // StudFiles // URL: <https://studfile.net/preview/5307623/page:26/>
2. Шахтная разработка нефтяных месторождений [Электронный ресурс] //Горная энциклопедия // URL: <http://www.mining-enc.ru/sh/shaxtnaya-razrabotka-neftyanyx-mestorozhdenij>
3. Логические операции и их свойства [Электронный ресурс] //spravochnik//URL: https://spravochnik.ru/informatika/algebra_logiki_logika_kak_nauka/logicheskie_operacii_i_ih_svoystva/

РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ОТКАЧКИ ЛИВНЕВЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Т.М. Ганиев, А.Н. Волхонский

СамГТУ, г. Самара, Россия

ganievtimur699@gmail.com, avolhonskij34@gmail.com

Аннотация

В современных условиях повышенного внимания к вопросам экологии и устойчивого развития, эффективное управление ливневыми водами на объектах нефтепереработки становится неотъемлемой частью промышленных процессов. Необходимость в разработке логики управления системой откачки ливневых вод

обусловлена как строгими требованиями к соблюдению стандартов по охране окружающей среды, так и необходимостью обеспечения безопасности производства. В данной статье мы рассмотрим ключевые аспекты разработки логики управления, направленной на эффективное сбор и откачку ливневых вод на нефтеперерабатывающих объектах.

Ключевые слова: Датчик, управление системой откачки, насос, диаграмма состояний, логика управления

Откачка сточных вод из сборного резервуара СР осуществляется насосами Н1, Н2 и Н3, уровень контролируется датчиками L0, L1, L2 и L3. Если уровень воды в СР достиг отметки L1, то включается насос Н1 и его отключение произойдет при полной откачке воды. Если уровень воды достигает отметки L2, то дополнительно включается насос Н2, который отключается при полном опустошении СР. Если же уровень воды продолжает повышаться и достигает отметки L3, то включается насос Н3, который отключается при уменьшении уровня воды до отметки L1.

Ливневые воды откачиваются в специальную буферную емкость (БЕ), в которой необходимо предусмотреть сигнализацию переполнения, а также регулирование расхода воды F из емкости по заданному уровню (датчик уровня в емкости БЕ и клапан на откачке из емкости на рисунке не показаны). Вода из БЕ далее поступает на очистные сооружения.

Логика управления системой показана на диаграмме состояний системы откачки ливневых вод (рис. 2). Начальным состоянием объекта является процесс ожидания – в системе нет воды, поэтому уровнемеры не обнаружили повышение уровня и не подали сигнал на насосы. Когда вода начинает поступать в СР и доходит до уровнемера L1, сигнал подается на насос, и он начинает свою работу. Возможны два варианта: первый, когда насос Н1 справляется и полностью опустошает СР, система отключается и переходит обратно в начальное состояние – ожидание.

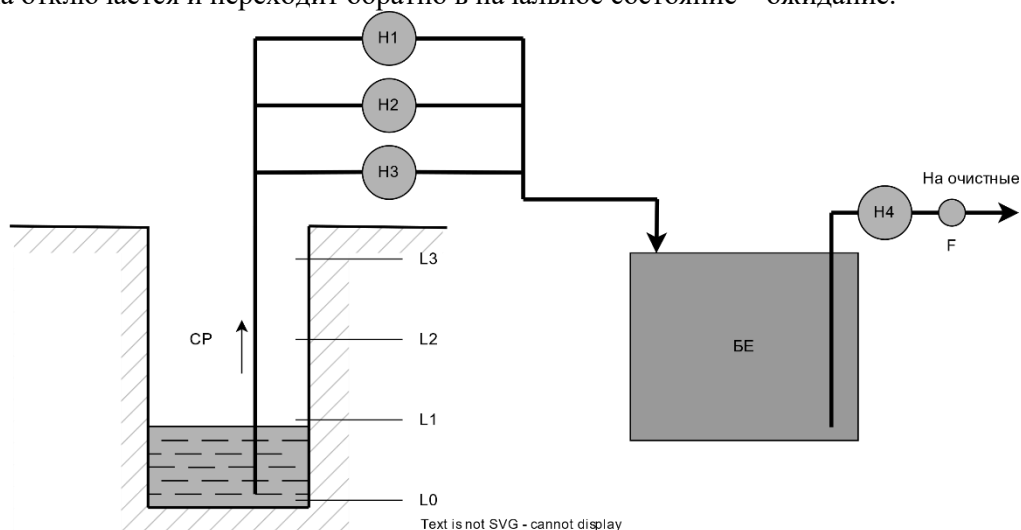


Рисунок 1 – Структурная схема системы откачки ливневых вод

Второй случай, когда насос Н1 не справляется и вода достигает уровнемера L2, и он диагностирует повышение уровня воды. Датчик посылает сигнал на насос Н2, он в свою очередь начинает откачку воды. Если насосы Н1 и Н2 справляются и

уровень воды падает до отметки L0, то насосы отключаются и переходит в состояние ожидания.

Если насосы Н1 и Н2 не справляются, и вода доходит до уровнемера L3, включается насос Н3. Уровень воды начинает понижаться и когда он доходит до отметки L1, насос Н3 отключается, а Н1 и Н2 продолжают работу. При полной откачки воды из РС перестают работать насосы Н1 и Н2, и система переходит в режим ожидания.

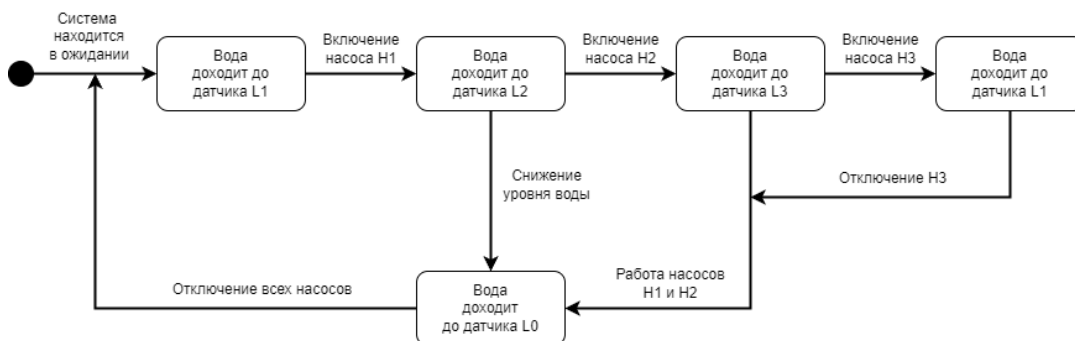


Рисунок 2 – Диаграмма состояний системы откачки ливневых вод

Проделанная работа позволяет эффективнее управлять системой откачки ливневых вод на объектах нефтепереработки, тем самым сократить эксплуатационные затраты и более эффективно оптимизировать процессы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Техническое пособие по системам водоотведения [Электронный ресурс] // ООО «ГРУНДФОС» // URL: <https://www.grundfos.com/content/dam/local/ru-ru/page-assets/support/documents/book/book-ww-engineering-manual-1-70065192-0819.pdf>
2. Ливневые очистные сооружения [Электронный ресурс] // ГК «ПРОФ-ВОДООЧИСТКА» // URL: <https://prof-vodochistka.ru/ochistka-stokov/livnevye-ochistnye-sooruzheniya>
3. Диаграмма состояний UML. Правила и пример моделирования [Электронный ресурс] // Техноблог // URL: https://itonboard.ru/analysis/748-diagramma_sostoianii_state_machine_diagram_uml/
4. Диаграмма состояний (Statechart diagram) [Электронный ресурс] // Ensi // URL: <https://docs.ensi.tech/analyst-guides/tools/diagrams/uml/statechart-diagram>

РАЗРАБОТКА ЛОГИКИ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ

В.О. Брылёв, А.Н. Волхонский

СамГТУ, г. Самара, Россия, avolhonskij34@gmail.com

Аннотация Эффективность транспортировки нефти является одним из важнейших факторов, влияющих на её рентабельность. Одним из основных элементов процесса транспортировки нефти являются насосные агрегаты. Данные устройства позволяют осуществлять перегонку нефти с оптимальной для конкретного момента времени скорости. Для осуществления более точной настройки, а также возможности резервирования вышедших из строя насосов устанавливаются резервные насосы, которые. Данная работа посвящена разработке эффективной логики управления магистральными насосными агрегатами, играющими ключевую роль в системах перекачки жидкостей. Исследование фокусируется на совершенствовании алгоритмов и стратегий управления, направленных на оптимизацию процессов подачи и распределения жидкостей в различных инженерных системах.

Ключевые слова: Автоматизация, разработка логики, магистральные насосные агрегаты, КПД

В системе, рассмотренной в данной статье, используется 3 магистральных насосных агрегата. Суммарный расход всей системы регулируется частотно-регулируемыми приводами (ЧРП), установленных на всех агрегатах (см. Рисунок 1). Сами агрегаты включаются поочередно, через определённый промежуток времени, заданный оператором на ЧРП. После нажатия кнопки «Пуск», сначала включается первый агрегат, затем через некоторое время второй и т.д. После включения всех агрегатов, суммарный расход поддерживается автоматической системой на заданном уровне путём одновременного (параллельного) изменения частоты вращения двигателей частотно-регулируемыми приводами.

Рассматриваемая система представляет собой параллельное соединение насосов. Это позволяет увеличить расход жидкости (Q) в системе. Параллельно соединённые насосы подают жидкость в один общий нагнетательный трубопровод. Также такое соединение может быть использовано для подключения резервного насоса в систему водоснабжения.

Одним из наиболее значительных плюсов насосной станции такого типа может быть то, что при изменяющимися характеристиками центральной водопроводной магистрали, гидравлические параметры насосной станции могут регулироваться количеством включённых и отключённых насосов в станции.

Благодаря этим свойствам, насосные станции с параллельным подключением повсеместно используются в качестве установок повышения давления воды в водопроводе и системах пожаротушения в многоквартирных домах, торговых-развлекательных центрах и промышленных объектах. В таких установках может быть одновременно подключено до 6 однотипных насосов. Установка имеет один общий всасывающий коллектор и один общий напорный коллектор. Каждый

соединенный насос на входе и на выходе имеет запорную арматуру и обратный клапан на выходе.

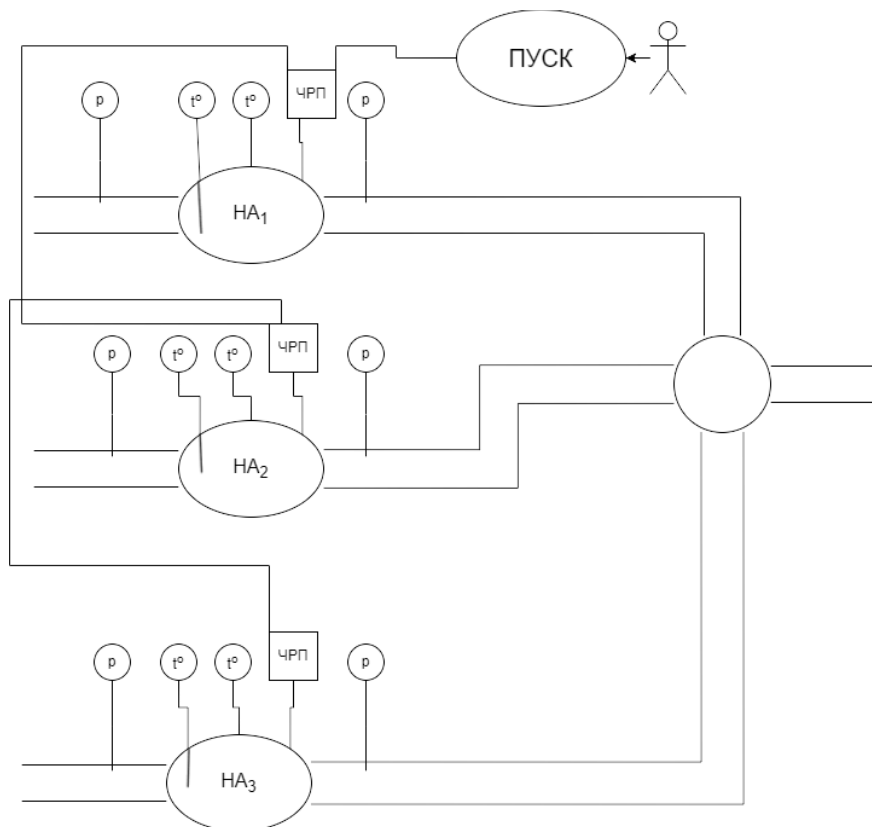


Рисунок 1 – Схема управления магистральными насосными агрегатами

На рисунке 2 представлена логика управления магистральными насосными агрегатами. После нажатия на кнопку «Пуск», постепенно должны включаться каждый агрегат. При нажатии кнопки, первый агрегат включается сразу, после подаётся сигнал на ЧРП второго агрегата, который будет включается через определённый промежуток времени. После прохождения времени, включается второй агрегат, который передаёт сигнал на ЧРП третьего агрегата.

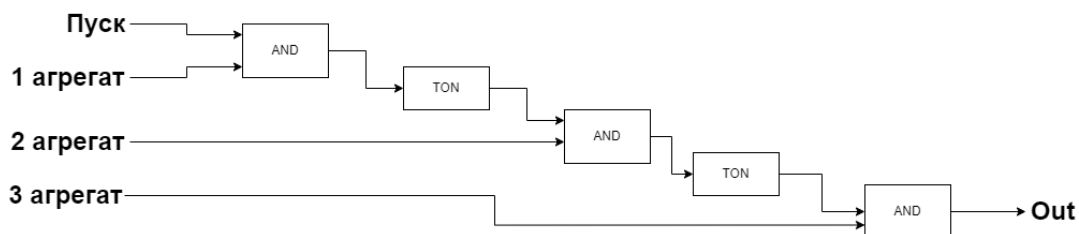


Рисунок 2 – Логика управления магистральными насосными агрегатами

Разработанная логика управления магистральными насосными агрегатами позволит осуществлять централизованное хи включение, а также предусматривает

механизм задержки включения следующих агрегатов до полного выхода на рабочий режим предыдущих устройств, что позволит минимизировать перепады напора внутри трубопровода и нивелировать его влияние на КПД системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ И ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ НАСОСОВ [Электронный ресурс] // PromGuru // URL: <https://dzen.ru/a/XdfbwFNxGjYX6KmG>
2. Пановский Н.А. Автоматизация насосного агрегата на нефтеперекачивающей станции [Электронный ресурс] // Dspace // URL: https://dspace.susu.ru/xmlui/bitstream/handle/0001.74/35496/2020_418_Panovskijna.pdf?sequence=1&isAllowed=y
3. Логические элементы «И», «ИЛИ», «НЕ» [Электронный ресурс] // Справочник автор24// URL: https://spravochnik.ru/logika/logicheskie_elementy_i_ili_ne/
4. Элементы систем управления. Логические элементы (И, ИЛИ, НЕ) [электронный ресурс]// БЛОГ ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА // URL: <https://elengineerblog.blogspot.com/2020/09/logic-gates-AND-OR-NOT.html>

ВЫБОР ТСА ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫМИ НАСОСНЫМИ АГРЕГАТАМИ

В.О. Брылёв, Е.Е. Волхонская

СамГТУ, г. Самара, Россия, avolhonskij34@gmail.com

Аннотация Автоматизация технологических процессов нашла широкое применение в процессах нефтяной отрасли. Внедрение систем автоматизации требует осуществления разработки на различных уровнях, начиная с верхнего, где осуществляется интерфейс операторов и внедряются системы контроля предприятиями и заканчивая нижним уровнем, на котором располагаются измерительные приборы и управляющие устройства. Выбор технических средств осуществляется на основании качественного анализа 3-х приборов различных производителей с последующей оценкой эффективности выбора одного из них. В данной статье будет рассмотрен процесс выбора измерительных приборов и исполнительных механизмов для организации управления магистральными насосными агрегатами.

Ключевые слова: Автоматизация, ТСА, насосный агрегат, выборка, измерительные устройства, частотно-регулирующего привод

Имеются три магистральных насосных агрегата, работающих параллельно на общую трубу. Во избежание больших нагрузок на сеть, была реализована система поочередного запуска каждого агрегата. После включения всех агрегатов суммарный расход поддерживается автоматической системой на заданном уровне путём параллельного изменения частоты вращения двигателей частотно-регулируемыми приводами. Необходимо также контролировать давление на входах и выходах агрегатов, их температуру, температуру обмоток электродвигателей агрегатов

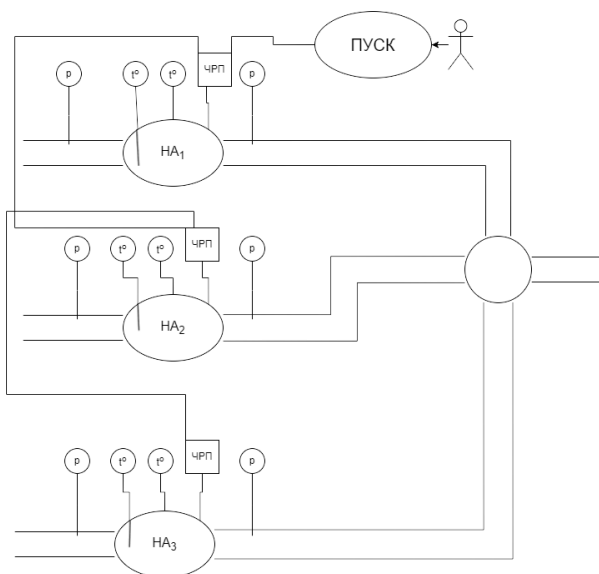


Рисунок 1 – Схема магистральных насосных агрегатов

Рассмотрим технические средства автоматизации для насосного агрегата НМ 3600-230 с электродвигателем СТД-2500-2УХЛ4

Таблица 1 – Характеристики НМ 3600-230

Частота вращения	3000 об/мин
Предельное давление	7.5 Мпа
Температура перекачки жидкости	-10...+50°C
Степень защиты	IP65

Таблица 2 – Характеристики СТД-2500-2УХЛ4

Напряжение	6 кВ
Мощность	2500 кВт
Фазный ток статора	276 А
Степень защиты	IP44

При рассмотрении данной установки, были выбраны следующие средства: манометр, частотно-регулирующий привод, термометр.

Таблица 3 – Выборка частотно-регулирующего привода

	Hyundai N5000-3020H	Danfoss VEDADRIVE VD-P3200U1F5	ПИТМ-В-2500-304-06-15
Мощность	3020 кВт	2500 кВт	2500 кВт
Номинальный выходной ток	307 А	304 А	304 А
Выходная частота	50...60 Гц	0...80 Гц	0...60 Гц
Погрешность	+/- 0,5%		+/- 0,1 Гц
Степень защиты	IP20	IP31	IP31
Температура	0...40°C	-5...+45°C	0...+40°C

Рассматривая 3 выбранных в данной статье привода, более приоритетным является Danfoss VEDADRIVE VD-P3200U1F5. Так как у данного привода диапазон выходной частоты больше, чем у конкурентов, а мощности хватает для двигателя, выбранного в данной статье (2500 кВт).

Таблица 4 – Выборка датчика давления

	PC2166	МПД-02	Festo SPAW-P100R-G12M-2PA-M12
Давление	0...100 бар	-1...100 бар	0...100 бар
Погрешность	1 %	+/- 0.5%	1%
Рабочая температура	-25...+80°C	-40...+125°C	-20...+85°C
Степень защиты	IP68	IP65	IP65

Рассматривая 3 выбранных датчика давления, более приоритетным из выбранных является МПД-02. При одинаковых границах измерения давления, у МПД-02 меньшая погрешность и границы рабочих температур наибольшее из выбранных.

Таблица 5 – Выборка датчика температуры

	EXT-01/3	ОВЕН ДТС105-100М.В3.100	Schneider Electric TM1STNTCRN6151P
Диапазон измерения температуры	-40...+130°C	-50...+180°C	-50...+110°C
Погрешность	0.1%		
Степень защиты	IP65	IP54	IP67

Рассматривая 3 выбранных датчика температур, более приоритетным из выбранных является ОВЕН ДТС105-100М.В3.100. У данного датчика самый большой диапазон измерения температур.

В результате выполнения работы были выбраны следующие устройства: частотно-регулирующий привод Danfoss VEDADRIVE VD-P3200U1F5, датчик давления МПД-02, датчика температуры ОВЕН ДТС105-100М.В3.100.

ЛИТЕРАТУРА

1. HYUNDAI N5000 ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ [Электронный ресурс] // Частотники //URL: <https://xn--80aqahnfuib9b.xn--p1ai/n5000.html>
2. Высоковольтные преобразователи частоты VEDADRIVE VD-P3200U1F5 [Электронный ресурс] // Альпарк //URL: <https://www.vlt-danfoss.ru/visokovoltniye-preobrazovately-chastoty-veda-vedadrive-vd-p3200u1f5.html>
3. Высоковольтный преобразователь частоты РИТМ-В-2500-304-06-15 [Электронный ресурс] // Русэлт //URL: https://www.ruselt.ru/catalog/chastotnyj_preobrazovatel/chastotnye_preobrazovateli_ritm/3184/
4. Single Bilateral SPST Analog Switch [Электронный ресурс] // Runic //URL: https://datasheet.lcsc.com/lcsc/2202251530_Jiangsu-RUNIC-Tech-RS2166XF5_C783418.pdf
5. МПД-02 преобразователь (датчик) давления с плоской мембраной [Электронный ресурс] // Мерприбор //URL: <https://merapribor.ru/catalog/datchiki-davleniya/davleniya/mpd-02/>
6. Датчик давления Festo SPAW-P100R-G12M-2PA-M12 [Электронный ресурс] // Промышленная автоматизация //URL: <https://industrialization.ru/8022793/>
7. ТЕРМОМЕТР ЭЛЕКТРОННЫЙ EXT-01/3-30 [Электронный ресурс] // АПП //URL: <https://analytprom.ru/termometr-ext-013-dlya-izmereniya-temperaturey-v-rezervuarax-i-tankerax/>
8. ДТС105-50М.С3.100 [Электронный ресурс] // ОВЕН //URL: <https://owen-russia.ru/product/dts105-50m-s3-100/>
9. TM1STNTRN6151P [Электронный ресурс] // SystemeElectric //URL: <https://api.systeme.ru/catalog/view/TM1STNTRN6151P>

ЭКОНОМИКА ТЭЖ

ЦИФРОВЫЕ ИННОВАЦИИ В УПРАВЛЕНИИ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Т.А. Цветкова

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы»

г. Москва, Российская Федерация, tayatsvetkova@mail.ru

Аннотация. У инновационной политики главной задачей является развивать цифровую экономику, цифровизировать экономические процессы, расценивать их, как стимулирующие инновации и движущая сила для общих экономических мероприятий. Для российской экономики цифровизация носит актуальный характер с практической и с теоретической точки зрения. Постепенно приходит понимание того, что цифровые инновации играют основную роль в повышении конкурентоспособности страны, в принятии новых стратегий, в их разработке.

Ключевые слова: экономика, цифровизация, инновации, цифровые инновации, бизнес-процесс.

Введение:

Стремительное распространение цифровых инноваций в бизнес-процессах организаций, направленное на переход к интеллектуальному производству, подчеркивает настоятельную потребность в квалифицированных управленческих кадрах. На этих специалистов возлагается сложная задача оценки управленческих решений, связанных с интеграцией ИТ-продуктов в различные функциональные области. Чтобы ориентироваться в этой сложной ситуации, необходимо провести комплексную диагностику предприятия. Такая диагностика призвана определить уровень зрелости существующих бизнес-процессов, выявить скрытые резервы в использовании ресурсов и оптимизировать усилия по цифровизации для достижения максимального эффекта в сжатые сроки.

После внедрения ИТ-продуктов эти показатели подвергаются тщательному анализу через заданные промежутки времени. Достижение запланированных показателей в установленные сроки служит наглядным подтверждением продуманности выбора ИТ-продуктов и эффективности процесса их внедрения в организации. Однако практическое применение данного подхода не лишено трудностей.

Одна из них связана с теоретическими проблемами, когда эти инструменты находятся в стадии зарождения, не хватает всестороннего изучения и систематизации. В практической сфере недостаток накопленного опыта является существенным препятствием для формирования целостного набора результирующих показателей и установления однозначных пороговых значений. Эти показатели, будучи тщательно определенными, служат маяками, однозначно свидетельствующими об эффективности управленческих решений в условиях внедрения цифровых инноваций.

Несмотря на общую изученность вопросов применения цифровых инноваций, использования цифровых инноваций в управлении предприятием, тема изучена недостаточно и требует серьезных научных дополнений.

Вопросы использования инноваций нашли отражение в трудах таких ученых: С.Ю. Глазьев, К.А. Багриновский, М.А. Бендигов и Е.Ю. Б.М. Бижоев, О.Г. Голиченко, Л.М. Гохберг, И.О. Малыхина, Б.Д. Матризаев, О.Н. Мельников, Д.А. Есипенко, С.М. Молчанова, К.В. Лосев, Ю.В. Яковец и Е.Г. Яковенко, К. Фримен, Д. Кларк и Л. Суйт, Пэвит и Уолкер, А.И. Пригожин, Мюллер Р.У, А. Берли и Г. Минза и др.

Следует отметить, что цифровые инновации требуют тонкого и системного подхода к принятию управленческих решений. Взаимосвязь между теоретическими изысканиями и практическим применением становится незаменимой в этом деле. Совместные усилия государственных органов в сочетании с опытом управленческого персонала помогают ориентироваться в этой сложной среде. Благодаря строгим методологиям оценки и накоплению эмпирического опыта путь к эффективной цифровизации становится все более очевидным, продвигая организации к зениту парадигмы интеллектуального производства. [3]

Методология, используемая при выборе показателей и установлении контрольных значений, особенно в отношении временных параметров, должна быть тщательно адаптирована к уникальным характеристикам организаций, относящихся к различным масштабам и секторам экономики. Такой индивидуальный подход необходим для обеспечения эффективности и актуальности процессов оценки.

Хотя при разработке показателей и методик допустимо черпать вдохновение из опыта передовых стран, такой подход требует осторожности и проницательности. Необходимо признать важный факт: технологический ландшафт отечественных отраслей в период развития цифровых инноваций (переломным моментом, по утверждению экспертов и аналитиков в этой области, является 2008 год, ознаменовавший начало Четвертой промышленной революции) отставал от более развитых аналогов. Такое выраженное технологическое отставание подчеркивает неадекватность массового переноса зарубежного опыта на отечественный. Использование международных эталонов в качестве единственной основы для определения показателей и их значений может привести к вопиющим ошибкам при оценке эффективности усилий по цифровизации в местных условиях.

Кроме того, дополнительный уровень сложности возникает в связи с необходимостью соответствия внедряемых ИТ-решений экономической и технологической зрелости отечественных отраслей. Ни с технологической, ни с финансовой точки зрения нецелесообразно внедрять идентичные ИТ-продукты и ожидать аналогичных результатов, которые наблюдаются в передовых отраслях других стран. Различия в технологической готовности требуют тонкого и индивидуального подхода. Необходимым условием успешного внедрения цифровых технологий на российских предприятиях является тщательное выявление и диагностика существующих проблем, характерных именно для этих организаций.

Передовые цифровые инновации, определяемые вышеупомянутыми тенденциями, включает в себя целый ряд трансформационных элементов. Эти

передовые технологии, тщательно адаптированные к требованиям современной цифровой эпохи, включают в себя, в частности, следующие:

1. Цифровое проектирование (Computer-Aided Design, CAD) – технология является основой, позволяющей организациям проектировать сложные конструкции и системы в цифровой среде, способствуя инновациям и точности.

2. Компьютерный инжиниринг (Computer-Aided Engineering, CAE) и высокопроизводительные вычисления (High-Performance Computing, HPC) – взаимосвязь между CAE и HPC расширяет вычислительные возможности, позволяя проводить сложные моделирования и анализы, необходимые для инженерного мастерства.

3. Компьютерная оптимизация (Computer-Aided Optimization, CAO): важнейшая составляющая цифровых инноваций, CAO способствует оптимизации процессов и систем, повышая их эффективность и производительность.

4. Бионическое / генеративное (моделирование и оптимизация) проектирование на основе бионического / генеративного проектирования – парадигма представляет собой слияние моделирования, оптимизации и проектирования, способствующее созданию инновационных решений, вдохновленных природой.

5. Цифровой двойник – авангардная технология, позволяющая создавать виртуальные копии физических объектов, облегчающая мониторинг, анализ и прогнозное моделирование в режиме реального времени.

6. Технологии больших данных и интеллектуальная генерация больших данных, используя потенциал огромных массивов данных, эти технологии позволяют проводить сложный анализ, открывая бесценные знания и способствуя принятию решений на основе данных.

7. Композитные материалы, метаматериалы, металлические порошки для аддитивного производства – инновации в области материаловедения, включая композиты, метаматериалы и металлические порошки, революционизируют аддитивное производство, позволяя создавать сложные, легкие конструкции с непревзойденной прочностью.

8. Робототехника, основанная на искусственном интеллекте, повышает автоматизацию, точность и адаптивность производственных процессов, увеличивая их эффективность и безопасность.

9. Искусственный интеллект – находясь на пике технологической эволюции, искусственный интеллект способствует совершенствованию процессов принятия решений, обеспечивая машинное обучение, предиктивную аналитику и когнитивную автоматизацию.

10. Технологии аддитивного производства, включая 3D-печать, революционизируют методы производства, способствуя быстрому созданию прототипов, изготовлению изделий на заказ и созданию сложных геометрических форм.

11. Информационные системы управления производством и предприятием служат «нервным центром», организуя работу, оптимизируя использование ресурсов и обеспечивая бесперебойное взаимодействие между различными подразделениями организации.

По сути, эти передовые производственные технологии представляют собой зенит современных инноваций. Стратегическая интеграция этих технологий позволяет организациям не только повысить эффективность своей работы, но и создать благоприятную среду для постоянного роста и инноваций, обеспечивая тем самым свою конкурентоспособность в цифровую эпоху.

В 2020 году использование цифровых технологий в деятельности российских организаций остается на удивление скромным, если рассматривать его через призму экономики страны в целом. Статистические данные свидетельствуют о явном несоответствии между теоретическим потенциалом этих технологий и их реальной интеграцией в организационные структуры:

- Серверные технологии применяют всего 46,4% организаций, что составляет лишь малую часть от потенциального объема интеграции.

- Бесперебойный обмен данными между внутренними и внешними информационными системами, являющийся основополагающим аспектом современной связи, был реализован лишь в 54,3% организаций.

- Несмотря на свои преобразующие возможности, геоинформационные системы нашли применение в мизерных 13% организаций.

- Лишь 17,2% организаций осмелились использовать цифровые платформы, предоставляющие широкие возможности для совместной работы и взаимодействия.

- Сложный процесс сбора, обработки и анализа огромных массивов данных, являющийся краеугольным камнем современной бизнес-аналитики, нашел применение в скромных 22,4% организаций.

- Инновационную сферу искусственного интеллекта, обещающую расширенные когнитивные возможности, использовали лишь 5,4%.

- Облачные решения, обеспечивающие масштабируемость и гибкость, нашли применение в малой части организационного ландшафта, составив лишь 25,7%.

- Всепроницающая сеть взаимосвязанных устройств и систем, составляющая IoT, была принята всего 13%.

- Технология RFID, обеспечивающая беспрепятственную идентификацию объектов, нашла применение лишь в 10,8%.

- Концепция «цифрового двойника» – виртуального отображения, зеркально отражающего реальные объекты, – оказалась нишевым выбором и нашла применение всего в 1,1%.

- Несмотря на потенциальную возможность революционного изменения производственных процессов, промышленные роботы и автоматизированные линии были использованы всего 4,3%.

— Аддитивные технологии, предвещающие новую эру в развитии производства, нашли применение лишь в 1,4% организаций.

Такой разительный контраст между огромным потенциалом этих передовых технологий и их ограниченным внедрением свидетельствует о наличии серьезных препятствий. Эти препятствия, существующие как в институциональной структуре, так и во внутренней динамике организаций, служат критическими барьерами, мешающими быстрому переходу к интеллектуальному производству. Хитросплетение этих институциональных и внутриорганизационных проблем представляет собой сложную загадку, требующую многогранных решений для устранения препятствий, мешающих более активной интеграции этих трансформационных технологий в структуру российских организаций. Решение этих проблем – не просто оперативная необходимость, а стратегический императив, позволяющий продвигать страну к будущему, основанному на принципах цифровых инноваций и интеллектуального производства.

Существенным препятствием на пути цифровых инноваций организации является непонимание руководством высшего звена экономической целесообразности таких стратегических решений. Для решения этой проблемы авторы данной статьи предложили тщательно проработанную схему оценки эффективности инициатив по цифровизации. Эта система, созданная на основе комплексных ключевых показателей эффективности (KPI), представленных на уважаемом бизнес-портале «Управление производством», позволяет оценить влияние цифровых инноваций в различных областях и выявить тонкие контуры ее эффективности.

В сфере «Машины и оборудование» предлагаемая система оценки включает динамические показатели, позволяющие оценить эффективность использования оборудования. Показатель общей эффективности оборудования (ОЕЕ), выраженный в процентах, дает представление об эффективности работы оборудования. Кроме того, система учитывает динамику использования производственных мощностей, показывая процент оптимально задействованных мощностей.

Важнейшей областью является управление качеством, которое рассматривается с помощью показателей, отражающих качество выпускаемой продукции. Метрика First Time Through (FTT), выраженная в процентах, определяет долю безупречных результатов при первичном представлении. Кроме того, в системе отражена динамика затрат на технологические дефекты в общей структуре затрат, а также изучена процентная доля рекламаций потребителей по отношению к общему объему отгруженной продукции.

В области производства оценка распространяется на параметры, отражающие операционное совершенство. К ним относится динамика выполнения планов в соответствии с намеченными сроками, что отражается в показателе «Выполнение плана» (BSD). Кроме того, система оценивает коэффициент эффективности производственных процессов для критически важных продуктов/услуг, проливая свет на тонкости операционной оптимизации. Оценка также охватывает динамику запасов, включая период оборота незавершенного производства и запасов сырья, выраженный в днях. Кроме того, рассматривается процентное соотношение этих запасов к общему объему готовой продукции.

Логистический ландшафт, являющийся краеугольным камнем эффективности организации, тщательно оценивается с помощью показателей, отражающих длительность производственного цикла (Throughput Time – TPT) и процентную долю своевременных поставок клиентам. Кроме того, система изучает внутреннюю цепочку поставок, оценивая метрику On-Time In Full (OTIF), определяющую качество поставок в рамках организационной экосистемы. Кроме того, система тщательно изучает динамику поставщиков, уделяя особое внимание доле своевременных поставок сырья, материалов и комплектующих.

Важнейшим аспектом является управление персоналом, которое оценивается с помощью показателей, характеризующих производительность и безопасность сотрудников. Система включает динамику выработки на одного сотрудника, выраженную в миллионах рублей, что позволяет судить об уровне индивидуальной производительности труда. Одновременно с этим оценивается количество несчастных случаев, выраженное в единицах, что позволяет получить глубокое представление о безопасности труда и благополучии сотрудников.

По сути, эта тщательно проработанная система оценки, основанная на надежных KPI бизнес-портала «Управление производством», представляет собой комплексную линзу, через которую можно строго оценить эффективность инициатив по цифровизации. Благодаря многогранному анализу деятельности организации эта система позволяет руководству выявить не только количественные, но и качественные последствия внедрения цифровых технологий. Такие тонкие нюансы являются важнейшим фактором, обеспечивающим надежный фундамент для принятия стратегических решений, способствующих продвижению организаций в будущее, в котором они будут опираться на принципы цифровых инноваций и операционного совершенства.

В сфере инноваций необходим многогранный подход, позволяющий оценить траекторию прогресса по нескольким ключевым показателям:

1. Динамика затрат на исследования и разработки (%) – показатель служит барометром приверженности организации развитию знаний. Оценивая колебания расходов на исследования и разработки, выраженные в процентах, организация получает представление о распределении ресурсов на инновационные поиски.

2. Динамика патентов (%) – количество поданных и выданных патентов представляет собой материальное проявление интеллектуального капитала. Отслеживание колебаний объема патентов, выраженное в процентах, позволяет более детально оценить инновационную деятельность организации и ее портфель интеллектуальной собственности.

3. Динамика доли инновационной продукции в общем объеме производства (%) – интеграция инновационной продукции в более широкий спектр производства свидетельствует об адаптивности и востребованности организации на рынке. Изучение процентной доли инновационной продукции позволяет оценить способность организации оперативно реагировать на запросы рынка и технологический прогресс.

4. Динамика скорости вывода продукции на рынок (%) – время вывода продукта на рынок является важнейшим показателем в инновационной сфере.

Анализ колебаний скорости вывода продукта на рынок, выраженной в процентах, позволяет получить представление о том, насколько оперативно организация преобразует свои концепции в реальные рыночные предложения.

Следует отметить, что Россия по уровню автоматизации производства отстает от развитых стран: уровень автоматизации составляет чуть более 10%. Однако и в пределах этих 10% предприятия используют самые современные технологии и оборудование, что подчеркивает важнейшую роль технологической модернизации. Комплексное исследование, проведенное авторитетным институтом Mc Kinsey Global Institute, свидетельствует о наличии трансформационного потенциала. Если Россия предпримет существенные инициативы по реструктуризации в области автоматизации, то, по прогнозам, это приведет к значительному росту валового внутреннего продукта (ВВП). К 2025 году ВВП может вырасти до 4,1 трлн. долл., что будет сопровождаться значительным ростом производительности труда – на 50%. Кроме того, это стратегическое начинание сулит появление на рынке множества инновационных продуктов, способных усилить конкурентоспособность и технологическое превосходство страны.

В сфере организационной деятельности первостепенной задачей является сохранение и приумножение экономического потенциала. Это стратегическое стремление зависит от способности организации определять потенциальные пути развития и повышать свою конкурентоспособность на рынке. Тщательное изучение экономического потенциала требует системного подхода, включающего в себя мониторинг и аналитические процедуры. Мониторинг в данном случае выходит за рамки простого наблюдения и выступает в качестве мощного инструмента управления организацией. В процессе мониторинга осуществляется тщательный сбор, оценка и анализ конкретных данных. Впоследствии на основе этих данных делаются глубокие выводы, которые дают организации представление о существующих «узких местах» и стратегических путях их устранения и развития [25]. Используя эту методику, организации могут укрепить свои стратегические инициативы, повысить адаптационные возможности и устойчивость в условиях динамично меняющегося рыночного ландшафта.

Потенциальный эффект от интеграции цифровых технологий, как показано в таблице 3, свидетельствует о конечной цели цифровых инноваций конкретных экономических процессов. Однако необходимо признать, что цифровизация, особенно в высокотехнологичных отраслях, является по своей сути затратным мероприятием.

Эффективность выступает в качестве сравнительного показателя, позволяющего дать нюансированную оценку результатов деятельности. Такая оценка выходит за рамки простого подсчета конкретных количественных показателей, позволяя выявить сложный баланс между результатами и затратами. Кроме того, она включает в себя глубокое понимание скрытых возможностей экономического роста и путей прогрессивных качественных изменений.

В более узком контексте эффективность проявляется как соотношение достигнутого эффекта и понесенных затрат. Однако в более широком смысле эффективность включает в себя целый спектр измерений, охватывающих не только ощутимый результат, но и вероятность реализации желаемого эффекта. Она

рассматривает соответствие итогов запланированным целям, обеспечивая гармоничное соответствие между поставленными задачами и реальными результатами.

Разнообразие подходов к оценке эффективности обусловлено различиями в трактовках расширительного термина «эффективность» и тонкостями, присущими области оценки. Такое разнообразие точек зрения подчеркивает многогранность оценки эффективности внедрения цифровых технологий, как показано в таблице 3. Именно в этом сложном взаимодействии перспектив ориентируются организации, стремящиеся не только количественно оценить влияние цифровых инноваций, но и понять тонкую взаимосвязь между затратами, результатами, качественными достижениями и стратегическими целями. Приняв такое комплексное понимание эффективности, организации смогут проложить путь к цифровой трансформации, который будет не только эффективным, но и стратегически согласованным с их главными целями и устремлениями.

Изучение современных методик оценки эффективности внедрения цифровых технологий в различных отраслях позволяет выявить целый ряд сложных подходов, используемых в этой работе. Эти методы, являющиеся неотъемлемой частью комплексной оценки влияния и эффективности цифровых инноваций, включают в себя следующие аспекты:

1. Оценка эффективности с помощью методов инвестиционного анализа. В рамках данного метода проводится анализ сложных финансовых показателей, включая чистую дисконтированную стоимость и индекс рентабельности, что позволяет тщательно оценить целесообразность и доходность инвестиций в цифровые технологии.

2. Динамическое моделирование позволяет моделировать развивающиеся сценарии и прогнозировать многогранные последствия интеграции цифровых технологий.

3. Оценка соотношения эффекта и затрат позволяет детально проанализировать соотношение между эффектом, полученным от внедрения цифровых технологий, и понесенными затратами, что дает возможность понять экономическую эффективность.

4. Оценка эффективности через конечные результаты, охватывающие такие аспекты, как рост активов и прирост капитала, что позволяет получить глубокое представление о финансовом положении организации и ее конкурентоспособности на рынке.

5. Расчет коэффициента добавленной стоимости позволяет определить прирост стоимости, создаваемый в результате реализации цифровых инициатив, и пролить свет на усиление ценности организации в результате технологической интеграции.

6. Экспертный метод (Point-Rating), использующая балльную систему, опирается на мнение опытных специалистов, предлагая качественные оценки, основанные на экспертных знаниях и отраслевом опыте.

В контексте высокотехнологичных отраслей применение этих методик требует тонкой адаптации с учетом особенностей отрасли. Эти предприятия, характеризующиеся сложными особенностями, требуют особого подхода в процессе оценки. К ключевым характеристикам, определяющим высокотехнологичные отрасли, относятся:

- Высокотехнологичные отрасли охватывают весь спектр производства, начиная с разработки идеи и проведения исследований и заканчивая упаковкой, хранением и реализацией готовой продукции. Такой полный цикл требует целостных стратегий цифровой трансформации.

- Продукция высокотехнологичных отраслей часто имеет длительный жизненный цикл. Цифровые технологии должны быть органично интегрированы на протяжении всего жизненного цикла продукции, обеспечивая ее устойчивую конкурентоспособность и востребованность на рынке.

- Сложность процессов, присущая высокотехнологичным отраслям, усугубляет проблемы цифровой трансформации и зачастую приводит к увеличению затрат на внедрение. Для эффективного преодоления этой сложности необходимы комплексные стратегии.

- Цифровая трансформация требует одновременного повышения квалификации сотрудников. Высокотехнологичные отрасли должны вкладывать средства в развитие персонала, чтобы сотрудники обладали необходимыми знаниями и опытом для эффективного использования новых технологий.

Учет этих нюансов в системе оценки повышает точность и актуальность оценки эффективности внедрения цифровых технологий на высокотехнологичных предприятиях. Такой скрупулезный подход не только позволяет учесть все тонкости отрасли, но и дает организациям возможность стратегически ориентироваться в сложностях цифровых инноваций, способствуя тем самым устойчивому росту и конкурентоспособности.

В контексте высокотехнологичных отраслей для оценки эффективности инициатив по цифровой трансформации на этапе реализации стратегии необходим тщательно структурированный алгоритм. Предлагаемый алгоритм разворачивается следующим образом:

Этап 1. Определение периода оценки (Т)

Реализация стратегии цифровой трансформации, как и любого стратегического начинания, неизбежно предполагает выполнение ряда четко определенных мероприятий, представленных в виде проектов. В рамках одного этапа реализации стратегии может последовательно или параллельно выполняться несколько проектов. Соответственно, начало реализации первого проекта на анализируемом этапе стратегии является основополагающей отправной точкой (обозначается как t_0)

На другом конце спектра находится конечная точка, которая требует тщательного рассмотрения (обозначается как t_N). Традиционно она может восприниматься как дата завершения последнего проекта в рамках этапа стратегии. Однако такой подход, по нашему мнению, не позволяет отразить целостное

воздействие цифровой трансформации. Эффекты от внедрения цифровых технологий, как правило, проявляются не мгновенно, а постепенно. Например, высвобождение рабочей силы в результате автоматизации процессов требует переходного периода, будь то сокращение штата или профессиональная переподготовка для перераспределения сотрудников, продолжительность которого составляет не менее 2 месяцев (т.е. финальная точка это t_{n+m} , где n – дата завершения проекта, а m – период, в течение которого наступит эффект от внедрения цифровых технологий ($N=n+m$) [19].

Такой подход к определению периода оценки не только учитывает временную динамику, присущую цифровой трансформации, но и обеспечивает всестороннюю и точную оценку долгосрочного воздействия этих технологических интервенций. Он позволяет тщательно изучить отложенные эффекты, давая организациям более полное представление о результатах их деятельности в области цифровых преобразований.

Этап 2. Выявление трансформационных фаз жизненного цикла продукта.

В условиях цифровых инноваций второй этап включает в себя тщательное исследование жизненного цикла продукта, выявление тех этапов, на которых произошли трансформационные изменения благодаря стратегическому внедрению цифровых технологий. Этот процесс позволяет выявить нюансы влияния цифровых технологий на различных этапах жизненного цикла продукта и пролить свет на эволюцию и оптимизацию каждого этапа.

Этап 3. Определение и оценка затрат на реализацию проекта.

На третьем этапе проводится тщательная идентификация и оценка затрат, связанных с реализацией проекта в рамках этапа стратегии цифровой трансформации. При этом проводится всесторонний анализ финансовых затрат, включая капитальные вложения, расходы на приобретение технологий и обучение персонала. Точная количественная оценка этих расходов дает неоценимое представление об экономических аспектах цифровой интеграции, позволяя организациям оценить финансовые последствия своих стратегических начинаний.

Этап 4. Количественная оценка влияния внедрения цифровых технологий.

На этом этапе внимание переключается на количественную оценку последствий внедрения цифровых технологий. Становится необходимым установить четко определенные критерии оценки этого воздействия, включающие в себя такие многогранные аспекты, как:

- Оценка сокращения сроков выполнения критических процессов, таких как проектирование изделий, выявление временной эффективности, достигаемой за счет цифровых инноваций.
- Анализ динамики численности рабочей силы в условиях автоматизации производства. Здесь основное внимание уделяется выявлению снижения потребности в рабочей силе за счет оптимизации и автоматизации производственных процессов, что позволяет оптимизировать использование рабочей силы.

- Анализ финансовых последствий, включающих снижение затрат на сырье и материалы. Такое снижение часто объясняется созданием цифрового двойника, позволяющего тщательно оценить прочность, надежность и соответствие изделия запланированным техническим характеристикам. Следовательно, происходит экономия материальных ресурсов, что приводит к повышению эффективности затрат на этапах разработки и опытного производства. [18]

Для повышения эффективности системного анализа этих многогранных эффектов предлагается построить матрицу, содержащую показатели эффектов интеграции цифровых технологий. Эта матрица, представленная в таблице 4, служит комплексным инструментом для структурирования и систематизации большого количества данных, полученных в процессе оценки. Она является ключевым ориентиром, позволяющим организациям выявлять закономерности, проводить корреляции и извлекать стратегические выводы из запутанной сети показателей влияния цифровой трансформации. Благодаря такому методическому подходу организации могут получить глубокие знания, обеспечивающие не только оптимизацию текущих цифровых стратегий, но и принятие обоснованных решений для будущих преобразований.

Этап 5. Оценка экономической эффективности.

Предпоследний этап комплексной системы связан со скрупулезной оценкой экономической эффективности, которая является ключевым аспектом цифровой трансформации. Этот этап посвящен определению соотношения между эффектом от цифровой трансформации и понесенными затратами на внедрение цифровых технологий. Это соотношение является квинтэссенцией эффективности, отражающей суть экономической эффективности цифровой трансформации. Более высокое значение этого показателя свидетельствует о более высокой эффективности цифровых преобразований. И наоборот, если показатель эффективности ниже единицы, то это свидетельствует о том, что реализованный эффект от цифровой трансформации отстает от финансовых вложений, выделенных на ее осуществление.

Этап 6. Формулировка рекомендаций и корректировок

Предпоследний этап плавно переходит в заключительный, на котором разрабатывается тщательно проработанный набор рекомендаций для реализации последующих этапов цифровой трансформации. Эти рекомендации имеют ключевое значение и направляют организацию к уточнению стратегии и корректировке мер, направленных на повышение эффективности цифровых преобразований. Такой итеративный процесс обеспечивает постоянную оптимизацию цифровой стратегии организации, ее адаптацию к меняющимся требованиям рынка и технологическому прогрессу.

Оценка эффективности цифровой трансформации приобретает первостепенное значение для различных заинтересованных сторон. И для руководства предприятий, стремящегося к оптимизации работы, и для руководителей органов власти, контролирующего развитие промышленности, и для инвесторов, ищущих перспективные направления вложений, эта оценка преследует многогранные цели. Она не только дает представление о текущем состоянии инициатив по цифровой трансформации, но и выявляет потенциальные возможности для их

совершенствования. Выявляя ошибки и "узкие места" в траектории развития, оценка позволяет целенаправленно улучшать ситуацию на предприятии. Кроме того, они определяют возможности роста, повышая тем самым конкурентоспособность предприятия. Повышение конкурентоспособности, в свою очередь, укрепляет позиции предприятия на рынке, повышает капитализацию, становится привлекательным магнитом для инвесторов, стимулируя перспективные инициативы развития организации [28].

Оценка эффективности требует динамического подхода. Тонкости цифровой трансформации диктуют, что ожидаемые эффекты не всегда проявляются сразу. Предсказать точные сроки реализации запланированных эффектов цифровизации может оказаться непросто. Поэтому необходимо использовать динамический подход к оценке, позволяющий организациям понять временные нюансы, связанные с результатами цифровой трансформации. Такой динамический подход учитывает эволюционный характер цифровых технологий и обеспечивает более точную оценку их долгосрочного воздействия.

Однако необходимо признать, что оценка эффективности цифровой трансформации является сложной задачей. Многогранность цифровых инициатив означает, что их эффект зависит от множества факторов. Успех определяется не только внедрением цифровых технологий, но и тем, насколько эффективно они интегрированы и используются персоналом. Кроме того, влияние оказывают внешние и внутренние факторы, которые либо стимулируют финансово-экономический рост, либо тормозят деятельность организации. Эта внутренняя сложность подчеркивает условный характер оценки эффективности цифровой трансформации. Затраты, связанные с проектами по внедрению цифровых технологий, можно точно оценить, но эффект от их реализации зависит не только от самих технологий, но и от стратегий внедрения и адаптации сотрудников к новым цифровым парадигмам.

В этой связи необходимо признать, что любая модель, разработанная для оценки эффективности цифровой трансформации, как и другие аналитические модели, имеет свои ограничения и допущения. Одна из основных проблем заключается в объективном определении роли конкретных факторов и их влияния на организационное развитие. Многогранное взаимодействие этих факторов часто не поддается точной количественной оценке, что делает их объективное определение сложной задачей. Для решения этой проблемы можно использовать экспертные методы, однако и они обладают присущими им ограничениями и трудностями, что требует тонкого подхода к их применению.

Выводы: В сфере цифровых инноваций организации ряд стратегических мер имеет первостепенное значение для повышения эффективности и обеспечения бесшовной интеграции. Эти стратегические императивы являются краеугольными камнями, лежащими в основе прогрессивной эволюции организаций в цифровую эпоху:

1. Одним из основополагающих шагов в развитии цифровых технологий в организации являются активные инвестиции в повышение квалификации и переподготовку сотрудников. Настораживает тот факт, что частные компании зачастую не уделяют должного внимания этому направлению. Статистика 2020 года

показывает разительный контраст: лишь 12,1% сотрудников прошли программы дополнительного профессионального образования (для сравнения: средние показатели по ЕС составляют 20%). Примечательно, что в ЕС в 2020 г. обучение цифровым технологиям в приоритете у 68% крупных предприятий, 37% средних и 15% малых. Лидирует Финляндия – 38%, за ней следуют Бельгия и Норвегия – 33%, Швеция – 32% и Дания – 30%.

2. Цифровые компетенции должны проникать во все эшелоны организации, особенно в сферу управления. Стратегический фокус на развитие цифровых компетенций в управленческой деятельности становится ключевым. Лидеры должны уметь направлять цифровые инициативы, тесно увязывая их с целями организации, ресурсным потенциалом, инновациями, человеческими ресурсами и стратегиями снижения рисков.

3. Центральным элементом эффективности цифровой трансформации является тщательное формулирование и разработка комплексной организационной стратегии, адаптированной непосредственно к цифровой эпохе. Эта стратегия, тесно связанная с основными целями организации, позволяет тщательно оценить потенциал ресурсов, стимулировать инновации, эффективно использовать человеческие ресурсы и прагматично снижать риски.

4. Наступление цифровой трансформации неизменно вызывает сопротивление организации. Для преодоления этой проблемы первостепенное значение приобретает формирование цифровой культуры. Повсеместная поддержка инноваций и адаптации к цифровым технологиям снижает сопротивление, создавая среду, в которой изменения не только принимаются, но и приветствуются.

5. Создание гармоничной системы ключевых показателей эффективности (KPI) по всему иерархическому спектру имеет ключевое значение

6. Роль высшего руководства в процессе цифровизации беспрецедентна. Исследования подтверждают это, выявляя прямую зависимость между проактивным топ-менеджментом и успехом компании. Когда цифровая трансформация сопровождается внедрением новых управленческих методик, рост прибыли увеличивается на 26%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрасилова Г.С. Цифровизация экономики и цифровая среда современной архитектуры / Г.С.Абдрасилова, Н.П.Умнякова, Б.Какимжанов // Биосферная совместимость: человек, регион, технологии. - 2019. - N 1. - С.3-13.
2. Абрамова, Е.А. Построение автоматизированной системы мониторинга и управления производственной деятельности промышленного предприятия / Е.А. Абрамова, М.А. Капралова // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение. - 2020. - №4. - С, 56-63
3. Авдеева И.Л. Цифровая трансформация экономических процессов: возможности и угрозы / И.Л.Авдеева, Т.А.Головина, Л.В.Парахина // Финансовый бизнес. - 2020. - N 1. - С.3-7.

4. Багаутдинова Н.Г. Новые конкурентные преимущества в условиях цифровизации / Н.Г.Багаутдинова, Р.А.Багаутдинова // Инновации. - 2018. - N 8. - С.80-83.
5. Беляцкая Т. Управление электронной экономикой // Наука и инновации. - 2018. - N 3. - С.48-55.
6. Боков С.И. О роли обеспечения системы управления цифровой экономикой России на основе организации единого информационного пространства // Нанондустрия. - 2019. - Т.12 (Спецвыпуск). - С.135-139.
7. Бурнакова Д.В., Бекушева Е.В. Проблемы внедрения цифровых инноваций в современных российских компаниях // Научное обозрение. Педагогические науки. – 2019. – № 2-2. – С. 23-25
8. Волков Д.В. Перспективы развития программно-аппаратного комплекса обработки и анализа Big Data в экономике / Д.В.Волков, В.О.Крылов, М.В.Виноградова // Социальная политика и социология. - 2019. - Т.18, N 1. - С.5-12.
9. Волкова С.Н. Выявление внутренних резервов промышленного предприятия и анализ факторов повышения результативности / С.Н. Волкова // Вестник Курской государственной сельскохозяйственной академии. — 2021. — № 1. — С. 152-159.
10. Гарифуллин Б.М., Зябриков В.В. Цифровая трансформация бизнеса: модели и алгоритмы // Креативная экономика. – 2018. – № 9. – с. 1345-1358. – doi: 10.18334/ce.12.9.39332.
11. Дементьев В.Е. Перспективы России при цифровом доминировании Китая и США // Проблемы прогнозирования. - 2023. - N 4. - С.6-17.
12. Доржиева В.В. Россия в процессе цифровой трансформации мировой экономики // Финансовое право. - 2022. - N 9. - С.27-39.
13. Ершова Т.В. Ключевые компетенции для цифровой экономики / Т.В.Ершова, С.В.Зива // Информ. общество. - 2018. - N 3. - С.4-20.
14. Зайцев, Н.С. Типы конкурентных стратегий в цифровой экономике и их особенности [Текст] / Н.С. Зайцев // Colloquium-journal. — 2020. — № 2-11 (54). — С. 161-162
15. Казакова Н.А. Влияние цифровой экономики на развитие и конкурентоспособность российского финансового сектора / Н.А.Казакова, Н.В.Романова // Финансовый менеджмент. - 2019. - N 1. - С.86-94.
16. Капралова М.А. Автоматизация систем мониторинга промышленного предприятия ООО «Профессионал»: Сборник научных трудов вузов России «Проблемы экономики, финансов и управления производством» / Капралова М.А., Абрамова Е.А. - Иваново, ИГХТУ. - 2020. - С. 44-53.
17. Капралова М.А. Актуальные проблемы промышленной автоматизации в России: анализ, пути решения: Сборник научных трудов вузов России «Проблемы экономики, финансов и управления производством» / Капралова М.А., Абрамова Е.А. - 44 выпуск, Иваново, ИГХТУ. - 2019. - С. 39-44.
18. Капралова М.А. Комплексный мониторинг промышленных предприятий: Сборник тезисов и докладов. Всероссийская школа-конференция молодых ученых «Фундаментальные науки — специалисту нового века» / Капралова, М.А. - Иваново, ИГХТУ. - 2020. - С. 380.
19. Кокуйцева Т.В., Овчинникова О.П. Методические подходы к оценке эффективности цифровой трансформации предприятий высокотехнологичных отраслей промышленности // Креативная экономика. – 2021.-Том 15. - №6. С. 2413-2430.

20. Колмыкова Т.С. Факторы активизации процессов цифровизации в обеспечении экономического роста национальной экономики / Т.С.Колмыкова, Д.Д.Лобачева // Финансовый бизнес. - 2022. - N 1. - С.25-28.
21. Колмыкова Т.С., Обухова А.С., Гришаева О.Ю. Оценка экономической эффективности внедрения цифровых технологий сельскохозяйственным предприятием // Вестник аграрной науки. – 2021. – № 2(89). – с. 129-136. – doi: 10.17238/issn2587-666X.2021.2.129 .
22. Кузнецова С.А. Цифровая экономика: новые аспекты исследований и обучения в сфере менеджмента / С.А.Кузнецова, В.Д.Маркова // Инновации. - 2017. - N 7. - С.20-25.
23. Кулагин В., Сухаревски А., Мефферт Ю. Digital @ Scale: Настольная книга по цифровизации бизнеса. - М.: Интеллектуальная Литература, 2019. – 293 с.
24. Любименко Д.А., Вайсман Е.Д. Методический подход к оценке эффективности цифровых инвестиционных проектов // Экономика. Информатика. – 2020. – № 4. – с. 718-728.
25. Маркова В.Д. Влияние цифровой экономики на бизнес // ЭКО. - 2018. - N 12. - С.7-22.
26. Махмудова А.И. «Эффект» и «Эффективность» в оценке деятельности экономической системы // Актуальные вопросы экономических наук. – 2011. – № 18. – с. 413-418
27. Наумов И.В., Дубровская Ю.В., Козоногова Е.В. Цифровизация промышленного производства в регионах России: пространственные взаимосвязи // Экономика региона. – 2020. – № 3. – с. 896-910.
28. Перевозникова Н.В., Мызникова М.А. Оценка эффективности стратегии цифровой трансформации // Донецкие чтения 2020: образование, наука, инновации, культура и вызовы современности: Материалы V Международной научной конференции. донецк, 2020. – с. 411-414.
29. Спатарь А., Широкова С.В. Системный подход к оценке эффективности цифровых технологий предприятия // Saec. – 2020. – № 3. – с. 384-394. – doi: 10.18720/SPBPU/2/id20-237.
30. Трусов А.В., Трусов В.А., Бочкарев А.С. Оценка эффективности проектов цифровой трансформации // Вестник научных конференций. – 2019. – № 4-1(44). – с. 106-108.
31. Цибарева М.Е., Васяйчева В.А. Оценка эффективности внедрения элементов «умного города» в процессе цифровизации городской среды // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2020. – № 2. – с. 83-91.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

MicrosoftOffice 2010

В авторской редакции

Подписано к использованию

Объём издания 21 Мб

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус