

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексные методы борьбы с осложнениями на X нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)

УДК 622.276.7(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко Кристина Вадимовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко Кристина Вадимовна

Тема работы:

Комплексные методы борьбы с осложнениями на X нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020	№59-108/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Пакет технологической информации по X нефтегазоконденсатном месторождении, материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Основные причины и механизм формирования гидратов, технологии предотвращения и удаления гидратотложений, анализ комплексных методов борьбы, применяемых на X нефтегазоконденсатном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант

«Общие сведения об гидратах и осложнениях связанных с ними, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Анализ комплексных методов борьбы и рекомендации по оптимизации эксплуатации скважин, осложненных гидратообразованием отложениями на X нефтегазоконденсатном месторождении»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
	Семитко Кристина Вадимовна		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы)**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.03.2020	Общие сведения об осложнениях, возникающих при разработки нефтегазовых месторождениях	15
23.03.2020	Геолого – промысловый раздел	25
06.04.2020	Анализ текущих методов борьбы и рекомендации по оптимизации эксплуатации скважин	25
14.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
20.04.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на 118 листах, и содержит 30 рисунков, 14 таблиц, а также в работе использованы 28 литературных источников.

Ключевые слова: СКВАЖИНА, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, ДЕБИТ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МЕХАНИЧЕСКИ ПРИМЕСИ, ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ, ГИДРАТЫ, ИНГИБИТОРЫ, МЕТАНОЛ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ВЫРУЧКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Объектом исследования в работе являются добывающие скважины X месторождения.

Цель работы: анализ осложнений в разработке X месторождения, а также обзор применяемых методов борьбы с осложнениями в добыче нефти и газа на месторождении,

В процессе исследования была составлена подробная характеристика эффективности работы добывающего фонда скважин на месторождении, для этого использовались такие параметры работы добывающего оборудования, как: межремонтный период работы скважин, коэффициент эксплуатации скважин, количество поломок добывающего оборудования, а также количество суток, пребывания в ремонтном фонде и др.

В результате исследования на месторождении выделены основные причины снижения эффективности работы добывающих скважин, среди которых одну из основных ролей играем проблема газовых гидратов при эксплуатации фонтанных скважин на месторождении. В соответствии с этим был произведен технико-экономический анализ текущей системы борьбы с газовыми гидратами на месторождении с предложением по совершенствованию проводимых работ, в виде технологии по закачке ингибитора гидратоотложений в ствол добывающих скважин, с целью предотвращения кристаллизации и дальнейшего накопления гидратов по стволу скважины, а также устьевому и внутрискважинному добывающему оборудованию.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	15
1.1.1 Асфальтосмолистые парафиновые отложения.....	15
1.1.2 Солеотложения.....	18
1.1.3 Коррозия.....	21
1.1.4 Механические примеси.....	23
1.1.5 Газовые гидраты.....	26
1.2 Обзор основных методов борьбы с осложнениями при разработке месторождений.....	31
1.2.1 Методы борьбы с АСПО.....	31
1.2.2 Методы борьбы с механическими примесями.....	33
1.2.3 Методы борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений.....	35
2 ГЕОЛОГО – ПРОМЫСЛОВЫЙ РАЗДЕЛ.....	38
2.1 Геология месторождения.....	38
2.1.1 Общие сведения о месторождении.....	38
2.1.2 Стратиграфия месторождения.....	39
2.1.3 Тектоника.....	40
2.1.4 Характеристика продуктивных пластов.....	42
2.1.5 Характеристика пластовых флюидов.....	44
2.2 Разработка месторождения.....	47
2.2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	47
2.2.2 Характеристика фонда скважин.....	50
2.2.3 Проектные и фактические показатели по месторождению.....	52
3 АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	55

3.1 Анализ осложнений, возникших при разработке месторождения.....	55
3.2 Анализ мероприятий по борьбе с осложнениями на месторождении.....	60
3.3 Анализ мероприятий по борьбе с гидратами.....	
3.4 Мероприятия по оптимизации текущих работ по борьбе с гидратами в работе добывающих скважин.....	66
4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	88
4.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями.....	89
4.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями.....	95
4.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий.....	93
5 РАЗДЕЛ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	103
5.1 Безопасность жизнедеятельности при проведении работ.....	103
5.1.1 Общие сведения о метаноле и действие его на организм человека.....	103
5.1.2 Профилактика отравления и первая помощь при отравлении метанолом.....	105
5.1.3 Допуск к работе с метанолом на производстве.....	106
5.1.4 Пожарная безопасность при работе с метанолом.....	107
5.2 Защита недр и окружающей среды.....	108
5.2.1 Прием и хранение метанола.....	108
5.2.2 Экологическая безопасность при применении метанола в нефтегазовой промышленности.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	117

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ДО - Добывающее оборудование;
ЭЦН - Электроприводной центробежный насос
ШГН – Штанговый глубинный насос;
АСПО - Асфальтосмолопарафиновые отложения
ГЖС - Газожидкостной смесь
СО - Солеотложения
НКТ - Насосно-компрессорные трубы
ППД – Система поддержания пластового давления
ПЗП - Призабойная зоны пласта
ГКЛ - Греющие кабельные линии
УДС - Установок по депарафинизации скважин
ПАВ - Поверхностно-активные вещества
ТГХВ - Метод термогазохимического воздействия на скважину
ИС - Ингибиторов солеотложений
СВБ - Сульфатовосстанавливающие бактерий
КПД – Коэффициент полезного действия;
РИР – Ремонтно-изоляционные работы по скважине
ВИР – Водоизоляционные работы по скважине
ГНО – Глубинное насосное оборудование;
ВНК - Водонефтяной контакт
ГНК - Газонефтяной контакт
ЮТМ - Хместорождение
МУН – Методы увеличения нефтеотдачи
МГРП – Многостадийный гидравлический разрыв пласта
КГРП – Кислотный гидравлический разрыв пласта
ПБСКО – Поинтервальные больше-объемные солян-кислотные обработки
ЭО - Эксплуатационный объект;
МРП - Межремонтный период работы скважин
ГИС - Геофизические исследования скважин
ГДИ – Гидродинамические исследования скважин
УПС - Установки по прогреву скважин;
ФС - Фильтр скважинный
СНО - Смеси отработанных нефтепродуктов
КВЧ - Количество взвешенных частиц
ММП - Многолетнемерзлые породы
БДР.С – Блок дозирования реагента скважинный
УДХМ - Установки дозирования химического реагента (метанола)
НГДУ – Нефтегазодобывающее управление
ПДК – Предельно допустимая концентрация
ПДУ - Предельно допустимый уровень

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: Комплексные методы борьбы с осложнениями при разработке X месторождения.

Цели работы: анализ осложнений, возникших при разработке месторождения; анализ и описание проводимых работ по борьбе с осложнениями на месторождении; выбор и обоснование одного из методов борьбы с осложнениями на месторождении; предложение по совершенствованию проводимых работ.

Задачи работы: геолого-географическое описание месторождения; анализ текущего состояния разработки месторождения; теоретические описание основных видов осложнений при разработке нефтегазовых месторождений, а также методов борьбы с ними; анализ мероприятий по борьбе с осложнениями на месторождении; технико-экономическое обоснование проводимых работ по борьбе с осложнениями на месторождении;

Объектом исследования в работе является X нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в 280 км к юго-западу от п. Тура Красноярского края Российской Федерации и относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Месторождение было открыто в 1982 году, освоение началось в 2009 году.

Извлекаемые запасы X месторождения составляют по категории C_1 – 64,5 млн тонн нефти, C_2 – 172,9 млн тонн, газа (C_1+C_2) – 387,3 млрд кубометров. Плотность нефти составляет 0,850 г/см³ или 34° API. Содержание серы составляет 0,2%. Содержание парафина составляет 1%.

Оператором месторождения является ОАО "Восточно-Сибирская нефтегазовая компания" (входит в структуру НК "Роснефть"). В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000 м.

Разработка нефтяных и газовых месторождения является крайне разноплановым мероприятием, где одновременно с обустройством месторождения (строительство системы сбора и подготовки скважинной продукции, строительство системы поддержания пластового давления и т.д.), бурением и вводом в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин, необходимо проводить различные мероприятий по повышению конечной нефтеотдачи и борьбы с различными осложнениями в добычи нефти или газа [1].

В свою очередь все осложнения при разработке месторождения можно разделить по нескольким типам, на пример: парафиноотложения в составе АСПО, солеотложения в добывающем оборудовании (ДО), проблема газогидратов, эмульсии, механические примеси и т.д. К данной проблематике можно так же отнести осложнения связаны с неправильной технологией эксплуатации ДО (глубина спуска ЭЦН, ШГН, его исполнения, не правильного режима работы скважин или скважинного ДО и т.д.) или его износ.

Так или иначе все осложнения приводят к различным поломкам ДО, снижению производительности скважин, переводу их ремонтный фонд и т.д., что в свою очередь увеличиваю среднегодовые затраты на добычу и обслуживание месторождения и в итоге в целом снижается экономическая рентабельность разработки месторождения.

Поэтому правильный контроль за работой ДО, анализ причин его поломок и дальнейших подбор необходимых методов борьбы с осложнениями в эксплуатации оборудования является важной задачей для инженерного состава на месторождении [2].

В данной работе будут рассмотрена такая проблема в добычи нефти и газа, как борьба с газовыми гидратами при эксплуатации фонтанного скважинного оборудования в условиях X нефтегазоконденсатного месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

1.1.1 Асфальтосмолистые парафиновые отложения

Общие сведения об АСПО.

Визуально асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой тёмно-коричневую, чёрную твёрдую или густую мазеобразную массу высокой вязкости (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Пример асфальтосмолистых парафиновых отложений в НКТ в добывающих скважинах месторождений нефти и газа Западной Сибири

Парафинами принято называть алканы, которые в атмосферных условиях ($P_{\text{атм}} = 760 \text{ мм рт. ст.}$, $t = 20^{\circ}\text{C}$) находятся в твердом агрегатном состоянии. Соответственно отложения, образующиеся при определенных термобарических условиях на стенках насосно-компрессорных труб скважин,

трубопроводов и оборудования, называют «парафиноотложениями». В целом для характеристики парафиноотложений отложений применяют термин «асфальтосмолопарафиновые отложения», поскольку, отложения состоят не только из парафинов, поэтому термин АСПО более точен.

Парафины, входящие в состав АСПО, представляют собой углеводороды метанового ряда C_nH_{2n+2} с длинной цепью с содержанием от 18 до 35 атомов углерода в своем составе, а также при средней молекулярной массе парафинов в диапазоне от 350 до 450 а.е.м., при это характеризующаяся температурой плавления в диапазоне от 45 °С до 65 °С. Отложения АСПО содержат в своем составе до 70 масс. % парафинов.

Стоит отметить, что так или иначе парафины встречаются во всех типах нефти. Поэтому в зависимости от их содержания нефти делятся на парафинистые (более 2 % парафина), слабопарафинистые (от 1 % до 2 % парафина) и безпарафинистые (менее 1 % парафина).

Углеводороды парафинового ряда по своим химическим свойствам характеризуются большой устойчивостью при воздействии на них различных реагентов. Парафины не растворяются в воде, кислотах и щелочах, слабо растворяются в абсолютном спирте, хорошо растворяются в органических растворителях – эфире, хлороформе, бензоле и в различных нефтяных фракциях, причем с повышением температуры указанных растворителей растворимость парафинов резко повышается.

В состав АСПО кроме самих парафинов входят компоненты следующих групп [3]:

- 1) Смолы – вещества, нерастворимые в кислотах и щелочах и растворимые в органических растворителях, алканах, ароматических углеводородах, хлорпроизводных и др.;
- 2) Асфальтены – вещества, нерастворимые в легких алканах и полностью растворимые в ароматических углеводородах, сероуглероде, хлорпроизводных и другие;
- 3) Карбены – коксообразные вещества, которые растворяются в

пиридине и сероуглероде;

4) Карбоиды – коксообразные нерастворимые вещества.

Основную массу смолисто-асфальтовых веществ составляют смолы, доля асфальтенов небольшая (в нефти некоторых месторождений они отсутствуют). По внешнему виду смолы – жидкие или твердые вещества, обладающие высокой пластичностью и вязкостью, окрашенные обычно в бурый или черный цвет различной интенсивности. Асфальтенами называются нерастворимые в петролейном эфире компоненты нефти. Содержание асфальтенов в нефти колеблется от 0 до 20 %. Из асфальтенов выделяют фракции не растворимых в бензоле веществ – карбены. По внешнему виду это порошкообразные вещества бурого или черного цвета с плотностью более единицы. Смолы, асфальтены и карбены могут превращаться в карбоиды, не растворимые в органических и неорганических растворителях.

Факторы, влияющие на парафиноотложения в скважинном ДО.

Следующие факторы непосредственно влияют на первичную кристаллизацию и дальнейшее накопление АСПО по стволу скважины и на стенках добывающего оборудования (ДО) [4]:

1. влияние температуры в пласте и в стволе скважины;
2. влияние газовыделения;
3. влияние качественного и количественного состава нефти и АСПО;
4. влияние шероховатости стенок труб;
5. влияние скорости движения газожидкостной смеси (ГЖС).

При этом основным считается температурный фактор. Прежде всего именно снижение температуры выводит нефть из состояния равновесия, приводя к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина. При достижении $T_{см} = T_{нас}$ происходит интенсивное выделение пузырьков газа из смеси при котором изменяется фаза состояния смеси из

фазы газ + жидкость переходит в фазу нефть + твердая фаза, при которой активно выкристаллизовывается парафин.

Так же при давлении в стволе скважине $P_{\text{скв}}$ выше давления насыщений нефти $P_{\text{нас}}$ газ в таком случае находится в растворенном состоянии и охлаждение потока в таком случае происходит за счет отдачи тепла в окружающую среду. При этом если дебиты скважин достаточно высоки (более 10 т/сут) то первичное налипание и кристаллизация парафиноотложений происходит медленнее, чем у скважин с не высоким значением дебита.

1.1.2 Солеотложения

Общие сведения о солеотложениях в добывающем скважинном оборудовании (ДО).

Солеотложения (СО) являются важной проблемой в процессе нефтегазодобычи. СО являются причинами поломок или значительного снижения эффективности работы следующих элементов скважинного добывающего оборудования: обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, внутренняя поверхность скважинного оборудования, а также перфорационные каналы. Солеотложения засоряют скважину и препятствуют потоку жидкости. Рост отложений карбоната кальция блокирует более 40% проточной области и предотвращает тем самым доступ в прилегающее к внутренней поверхности труб пространство.

Солеотложения располагаются по всей длине ствола скважин, начиная от перфорационных отверстий, далее стенками НКТ, подземных добывающих оборудования (насосы ЭЦН, ШГН и т.д.) и заканчивая устьем скважины. Во всех случаях СО уменьшают пропускную способность труб, подтрубков, клапанов-отсекателей и т.д., при этом снижая дебит скважин с одной стороны и повышая давление в потоке с другой. В сумме такие процессы оказывают негативное влияние и на насосное оборудование снижая

межремонтный период работы, повышая затраты на обслуживание и ремонт ДО (рис. 1.2).

Типовая схема солеотложений в скважине при работе системы ППД приведена на рисунке 1.2.



Место	Изменение, которое может служить причиной солеотложений
1–2	Смешивание нагнетаемых вод
2–3	Увеличение давления и температуры
3–4	Снижение давления, и продолжающийся рост температуры
3–6	Состав раствора может быть отрегулирован катионным обменом
4–6	Смешивание несовместимых вод в коллекторе
5–10	Снижение давления и температуры. Выделение углекислого газа и испарение воды вследствие снижения давления, если газовая фаза присутствует или образуется в этих местах
6	Смешивание пластовой и закачиваемой вод
7	Смешивание вод, полученных из различных зон
8	Смешивание добываемой воды, с рассолом, пришедшим из обсадной колонны при неплотности

Рисунок 1.2 – Схема появления осадков солей при заводнении

Проблема солеотложения существует не зависимо от того, чем вызванная обводненность скважины (от пластовой воды или же от влияния закачиваемой, используемой в системе ППД). Часть солеотложения формируется путем осаждения из пластовой воды в породах призабойной зоны пласта (ПЗП), снижая их пористость и проницаемость, другая часть в результате контакта двух несовместимых вод. Учитывая, что большинство месторождения стран СНГ находятся на 2-3 стадиях разработки и в их

эксплуатации активно используются нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, то основной причиной солеотложения является именно проблема контакта несовместимых вод [5].

Источники солеобразования в скважинном ДО.

Основой солеобразования в добывающем оборудовании является вода, при этом вода, используемая для закачки в пласт и работы системы ППД, может быть морской (если речь о морских или прибрежных месторождениях) или речной и озерная. И в том и в том случае вода представляет собой хороший растворитель для веществ и в частности может переносить не малое количество минеральных солей. Вода для нужд ППД, взятая из природы, содержит большое количество растворенных элементов, увлекаемых за собой при естественном контакте с окружающей средой. В ее составе, при лабораторных анализах можно наблюдать большое количество ионов, часть из которых находятся на пределе насыщения для своих минеральных фаз.

С другой стороны, в контакт с ДО вступают и грунтовые воды, находящиеся в составе добываемых флюидов. Ионизация таких вод происходит в виду контакта их с осадочными породами, на пример в воде в карбонатных породах или породах известнякового песчаника содержатся большое количество катионов кальция (Ca_2^+) и магния (Mg_2^+), пластовые воды в песчанике могут содержать избыток катионов бария (Ba_2^+). При этом общее количество растворенных солей в породах может достигать сотен тысяч миллиграмм на литр. В целом состав таких вод имеет сложную зависимости от диагенезиса минерала в процессе контакта флюидов и их взаимоперемешиваний за геологическую эпоху.

Принцип отложений и накоплений солей в колонах НКТ заключается в том, что скорость добычи снижается в виду увеличения шероховатости поверхности труб в виду того, что после первичного накопления СО (до 0,5-0,6 см) возможно снижение темпов добычи (из-за уменьшения диаметра потока), при этом увеличивается давления в трубах и как следствие еще большее активизируется процесс накопления СО. Поэтому солевой осадок

может встречаться в виде достаточно толстого слоя, толщиной в несколько сантиметров и с диаметром кристаллов до 1 см. Далее по мере увеличения роста кристаллов на определенном этапе становится невозможным доступ к нижним секциям скважин и скорость потока уменьшается, как следствие снижается качество эксплуатации оборудования, дебита скважин и увеличивается риск поломки ДО [3].

1.1.3 Коррозия

В общих виде, под коррозией скважинного оборудования, в том числе и глубинно-насосного, понимается процесс разрушения материалов, в первую очередь металла, в виду взаимодействия с потоком добываемых флюидов и окружающей средой.

Поток флюида представляет собой смесь из нефти, газа, воды и при определенных ситуациях кислорода, наиболее агрессивными элементом потока является CO_2 (углекислая коррозия) и H_2S (сернистая коррозия), далее по степени агрессивности принято считать нефть и попутно добываемую воду, содержащую различные примеси минеральных веществ из-за смешения закачиваемых и пластовых вод. В виду того, что на большинстве месторождений по мере его разработки стабильно увеличивается обводненность и на некоторых объектах может достигать значений в размере 90%, поэтому наибольший вклад в коррозионные процессы вносит именно этот параметр.

Отметим, что вода сама по себе не так агрессивна в сравнении с другими элементами добываемого потока, но эффект от данного параметра наиболее стабилен и наиболее продолжителен в процессе разработки большинства месторождений. При этом с разработкой месторождения химический состав потока изменяется, как и меняются гидродинамические условия добычи флюидов (температура, пластовое давление и т.д.). По степени коррозионного влияния на скважинное оборудование нефть,

добываемая на месторождения на 3-4 стадиях, гораздо более агрессивна, по сравнению с нефтью, добываемой соответственно на месторождениях, которые только в начале своей эксплуатации. Объясняется это тем, что газожижкостная смесь на таких месторождениях содержит в себе элементы от различных методов увеличения нефтеотдачи, это могут быть различные ПАВ, закачиваемые в пласт газ, хим. реагенты при проведении работ по воздействию на призабойную зону пласта и др.

Общая классификация коррозии по типу агрессивной среды и условию ее протекания представлена на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Классификация коррозии по типу агрессивной среды и условию ее протекания в скважине и скважинном ДО

Уточним, что ущерб производству, из-за проблемы коррозии складывается из 'прямого' ущерба (потеря и разрушения металла в процессе коррозии), где необходимо проводить замену деталей или НКТ, подвергшейся негативному действию коррозии и косвенного ущерба, в виду увеличения технико-экономических затрат на проведение плановых и капитальных ремонтов ДО, в виду поломок оборудования и следующей за этим рисков возможной остановки работы скважин. При этом во втором случае технико-экономические затраты превышают первые в десятки раз и составляют несколько десятков миллионов долларов в год в целом по

месторождениям Западной Сибири, что приводит к уменьшению себестоимости добываемой нефти в виду увеличению затрат на обслуживание и ремонт ДО [3].

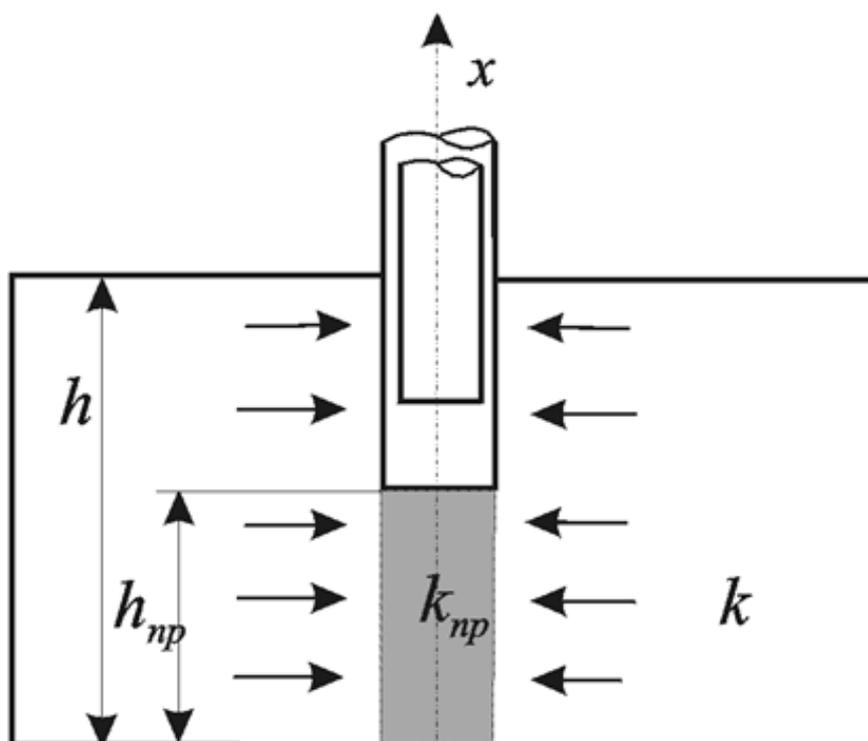
1.1.4 Механические примеси

В общем виде механические примеси – это частички пород, выносимые из пласта, которые попадают в скважину из-за чего происходит засорение частей скважинного добывающего оборудования или перфорационных каналов. Высок песка (мех. примеси) из пласта приводит к нарушению стойкости горных пород в призабойной зоне пласта, к обвалу пород и, впоследствии, к деформациям эксплуатационных колонн. Природа происхождения твердых частиц в насосном оборудовании многообразна, рассмотрим общие принципы пескопроявления в скважине и скважинном ДО далее более подробно.

Вынос песка в скважину происходит под влиянием трения и появляющимся при этом градиентом давления при фильтрации воды в скважину. При сильных градиентах давления и не большой прочности цементирующего вещества, частицы песчаника отпадают от крупного куска и выносятся в скважину. При разработке пластов, которые образованы рыхлыми песчаниками, в призабойной *зоне пласта* может появляться так называемая пластическая область, состоящая из подвижного песка. В подобном варианте в начале процесса эксплуатации скважины существует интенсивное не поддающееся контролю пескопроявление, обусловленное процессом вымыванием песчинок и появлением каверны у кровли пласта, или у более прочного пропластка [6].

Попадание песка часто повышается с увеличением отбора продукции, при повышении водонефтяного фактора и др. Появление песчаных пробок и засорение ПЗП обуславливаются, существованием рядом со скважиной высоких скоростей движения. При очень быстром движении газированная

жидкость захватывает множество мелких частиц песка и цементирующих частичек веществ, вследствие этого и появляются песчаные пробки в скважинах или засоряются поровые каналы в ПЗП (рис.1.4).



h, h_{np} - толщина пласта и высота пробки;
 k, k_{np} - проницаемости пласта и пробки

Рисунок 1.4 – Схема скважины с песчаной пробкой на забое

По другим теориям еще одной причиной появления пробки является увеличение давления при уменьшении дебита скважины. Существование песчаных пробок влияет на колебания давления и дебита скважины. Уменьшение рабочего давления с уменьшением дебита показывает появление песчаной пробки на забое; быстрое увеличение уровня давления и уменьшение подачи жидкости свидетельствует о существовании пробки прямо в самих подъемных трубах.

Стоит отметить, что в забое формирование подобных пробок не редко является следствием слабой цементации пород, и быстрой фильтрацией, у пробиваемых в обсадных колоннах, отверстий.

В целом процесс формирования песчаных пробок в скважинах наиболее характерен для скважин, месторождений, у которых есть пласты, состоящие из рыхлых, не сильно сцементированных горных пород.

Общая классификация механических примесей по причинам их возникновения в работе ДО представлена на рисунке 1.5.



Рисунок 1.5 – Классификация источников механических примесей в работе добывающих скважин

С точки зрения подземного добывающего оборудования скважин то мех. примеси при попадании, к примеру, в штанговый глубинный насос значительно влияют на эффективность его работы, в первую очередь на качество эксплуатации плунжерной и клапанной пары. Песок способствует износу резьбовых соединений насосных труб и при даже незначительной негерметичности соединений происходит быстрое разрушение резьбы с образованием небольших каналов по которым протекает добываемая жидкость, что приводит к снижению подачи насоса и к дальнейшему поломки ДО. Такой процесс наиболее выражен в обводненных скважинах (с содержанием воды в добываемой продукции более 50%).

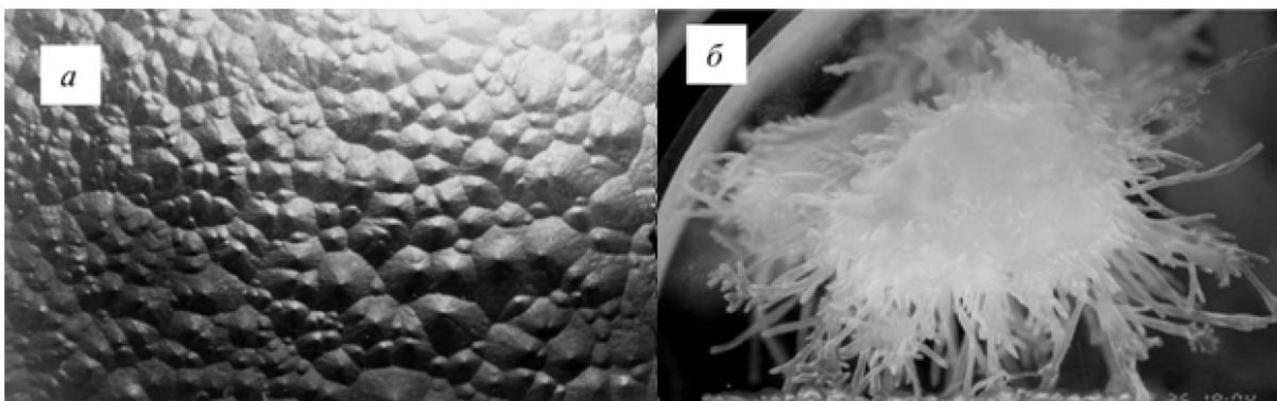
1.1.5 Газовые гидраты

Общие сведения о газовых гидратах в разработке нефтегазовых месторождений.

Газовые гидраты - твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов. Некоторые летучие органические жидкости (типа фреонов) также могут образовывать газовые гидраты. По внешнему виду напоминают лед или снег (рис. 1.6). Стоит отметить, что область их термодинамической стабильности охватывает в том числе и положительные (по Цельсию) температуры. Так, при умеренных давлениях газовые гидраты природных газов существуют вплоть до плюс 20-25 °С.

Структуру газовых гидратов представляет собой как льдоподобный ажурный каркас из молекул воды, в котором имеются полости разных типов, достаточно большого (молекулярного) размера. Эти полости могут быть полностью или частично заполнены молекулами газов, причем степени заполнения полостей определяется особенностями межмолекулярного взаимодействия «газ-вода» и термобарическими условиями. В каждой полости размещается не более, чем по одной молекуле. Следовательно, газовые гидраты являются нестехиометрическими соединениями.

Всего известно семь типов льдоподобных каркасов из молекул воды, в которых имеются большие полости, однако для нефтегазовой отрасли представляют интерес главным образом две кубические структуры I и II (КС-I и КС-II), различающиеся размерами элементарных ячеек, типами и размерами полостей (имеются два типа полостей - малые и большие). Только эти две газогидратные структуры и реализуются в природных газовых и газоконденсатных системах.



Где на рисунке: (а) - массивные кристаллы гидрата метана, образованные в газовой среде из паров воды (86 атм., 3,3 °С) (б) - массивный кристаллогидрат метана, сформировавшийся на свободном контакте газ—вода (98 атм., 12 °С)

Рисунок 1.6 - Пример формирования кристаллов газовых гидратов в нефтегазодобыче

Так же газовые гидраты относятся к клатратным соединениям (по-английски - clathrate compounds) или соединениям включения (inclusion compounds), поскольку молекулы газов "включены" в полости водного льдоподобного каркаса, образованного молекулами воды посредством водородных связей. Структурообразующий каркас из молекул воды называют хозяином (или хозяйской подсистемой, по-английски - host subsystem), а включенные молекулы - молекулами-гостями (guest molecules).

Известны как индивидуальные газовые гидраты, которые могут быть описаны общей формулой $M \cdot nH_2O$, так смешанные гидраты, в состав которых входят несколько газов - гидратообразователей. Гидратное число n характеризующее состав гидрата, т.е. количество молей воды, приходящихся на моль включенного газа (либо моль смеси газов, если речь идет о смешанных гидратах) - величина переменная и она может меняться в широких пределах от 6 до 19. Причина варьирования гидратного числа n в зависимости от состава природного газа и термобарических условий - возможность частичного заполнения малых полостей газогидратных

структур, тогда как большие полости в гидратной структуре заполняются практически полностью.

Основные компоненты природного газа CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , iso- C_4H_{10} , CO_2 , N_2 , H_2S и инертные газы Ar, Kr, Xe образуют как индивидуальные, так и смешанные гидраты. Тогда как n- C_4H_{10} , cyclo- C_5H_{10} , а также некоторые жидкие углеводороды с более крупными молекулами (типа метилциклогексана) могут образовывать только смешанные гидраты. Природные газы образуют как гидраты КС-I (что характерно, например, для сеноманских газов Западной Сибири) так и КС-II (валанжинские газы Западной Сибири). В 1 м^3 газового гидрата может содержаться до 164 м^3 газа.

Различают техногенные (искусственные) и природные (естественные) газовые гидраты. Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволе скважины, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи газа гидраты выступают как нежелательное явление, в связи с этим детально разработаны и продолжают совершенствоваться методы предупреждения и ликвидации гидратов [7].

Причины гидратообразования.

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и нефтяных скважинах. Особенно характерно это явление при освоении и исследовании скважин, а также по другим технологическим причинам и в период их пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место в газовых скважинах на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины (имеет место повышенная теплоотдача в околоскважинное пространство при наличии зоны ММП) и варьирования дебита в широком диапазоне [8].

При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, происходит конденсация паров воды и накопление

ее в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутаны), взаимодействуя с водой, способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами. Каждая молекула перечисленных компонентов способна связать 6-7 молекул воды, например, CH_4 , $6\text{H}_2\text{O}$; C_2H_6 , $7\text{H}_2\text{O}$ и т.д.

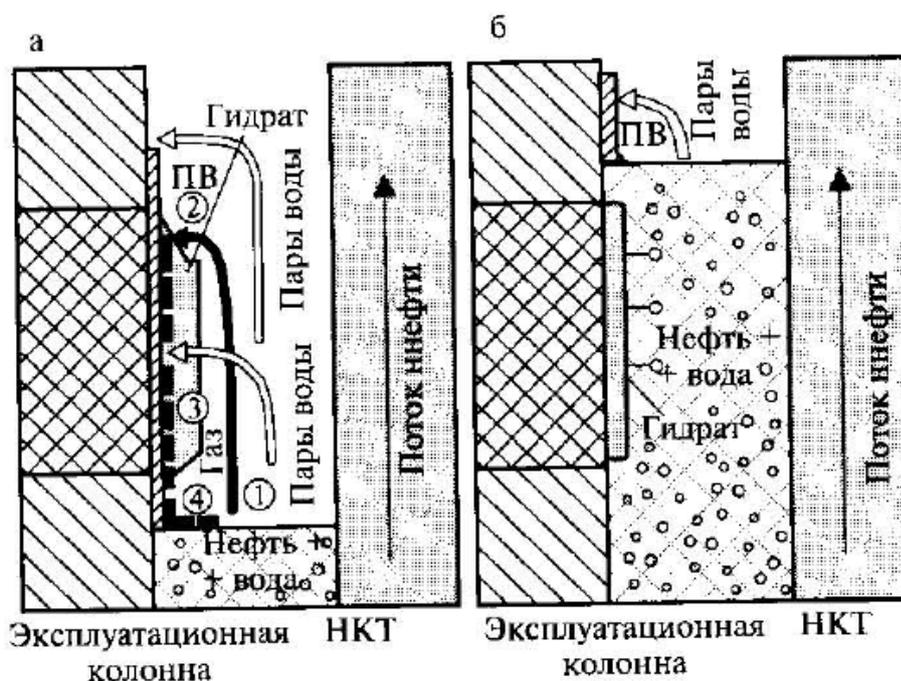
В целом процесс гидратообразования может происходить как на стенке трубы (с ростом гидратных отложений и образованием пробок), так и в потоке газа. Следует отметить, что процесс отложения гидратов идет достаточно быстро и сплошная пробка может образоваться уже за 5-10 часов после пуска скважины. Особенно быстро образуются гидратные отложения при исследовании скважин на приток по затрубному кольцевому пространству.

Отметим особенности процесса образования и отложения гидратов в стволах нефтяных скважин по сравнению с газовыми. В нефтяных скважинах реализуются процессы гидрато- и парафино-гидратообразования. Наиболее часто гидратный режим наблюдается для малодебитных скважин и для скважин с большим газовым фактором. Нефтяная скважина в отличие от газовой может стабильно работать в гидратном режиме длительное время, так как наличие нефти в газожидкостном потоке резко снижает адгезию гидратов к стенке трубы и образовавшиеся гидраты выносятся газонефтяным потоком. Однако вероятность гидратоотложения значительно повышается при резкой смене технологического режима (особенно при остановке скважины и пуске ее в работу). Интересно отметить, что начавшееся парафиноотложение инициирует и ускоряет процесс отложения гидратов с образованием в итоге сложных по структуре и составу пробок.

Так же отметим, что гидратообразование может проходить и в затрубном пространстве, механизм которого существенно отличается от процесса, протекающего в НКТ нефтяной скважины. Причинами различий являются: контакт межтрубного пространства с многолетнемерзлыми породами и наличие линии динамического уровня, которая определяется

работой насоса. Линия динамического уровня разделяет заслонное пространство на два участка, на которых условия гидратообразования принципиально различаются. Кроме того, в межтрубном пространстве происходят рециркуляция паров воды и конденсация жидкой углеводородной фазы из газов разгазирования.

В затрубном пространстве происходят процессы прямого и обратного массопереноса. Во время стравливания газа из затрубного пространства начинается, помимо конвективную, подъем выделившегося из нефти газа. При обводненности нефти выделяются также и пары воды. По мере охлаждения из газовой смеси начинают конденсироваться вода и конденсат, которые стекают по стенке эксплуатационной скважины. Взаиморасположение динамического уровня и многолетнемерзлых пород существенно влияет на условия гидратообразования. На рисунке 1.7 представлены варианты расположения динамического уровня в заколонном пространстве по отношению к ММП и схема протекания массообменных процессов.



Где на рисунке: 1 – испарения газа; 2 – конденсация на стенке эксплуатационной колонны, 3 – конденсат, 4 – растворение конденсата в нефти, ПВ – пленка воды на стенке эксплуатационной колонны

Рисунок 1.7 – Схема массообмена в затрубном пространстве скважины относительно динамического уровня ниже (а) и выше (б) ММП

В первом случае (рис. 3.14а) линия динамического уровня расположена ниже уровня ММП. Как видно из рисунка, гидраты будут образовываться в зоне ММП из воды, стекающей по стенке колонны и газа, находящегося выше динамического уровня. Интенсивное гидратообразование будет также происходить и в интервале между динамическим уровнем и зоной ММП, где охлаждение максимальное. Во втором случае (рис. 3.14б) динамический уровень расположен в зоне ММП или перекрывает ее. Здесь гидратообразование происходит из эмульсионной воды и легких углеводородов, растворенных в нефти. Соотношение фаз “нефть-вода” играет существенную роль [9].

1.2 Обзор основных методов борьбы с осложнениями при разработке месторождений

1.2.1 Методы борьбы с АСПО

На практике применяются различные способы депарафинизации подземных труб и наземных сооружений. Одни способы депарафинизации требуют остановки скважины, другие позволяют осуществлять депарафинизацию без прекращения работы скважины[5]. Способы депарафинизации отличаются и по технологии процесса депарафинизации.

Схематически классификация по принципу воздействия представлена на рис. 3.2.

Кроме того, используют различные средства предупреждения и удаления АСПО, которые можно разделить по принципу воздействия:

- применение защитных покрытий внутренней поверхности труб;
- депарафинизация с помощью волнового воздействия (акустического, ультразвукового);
- электромагнитные и магнитные (воздействие на движущийся поток жидкости специально сформированными магнитными полями);

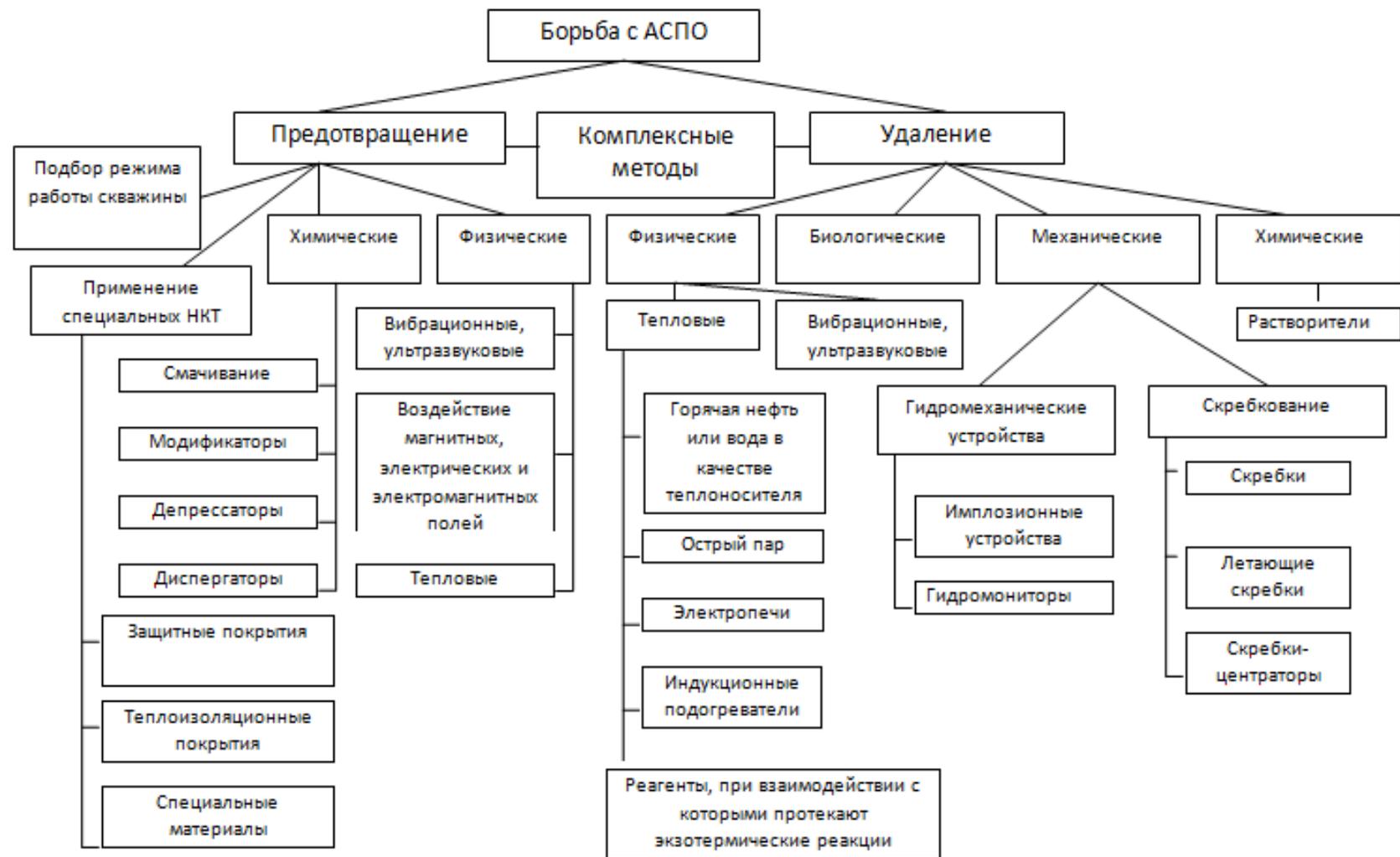


Рисунок 1.8 - Классификация по принципу воздействия методов борьбы с АСПО

- гидравлические (штуцирование сечений трубопроводов с целью инициации выделения газовой фазы, использование имплозионных и гидроструйных устройств);
- химические (добавление химических соединений в нефтегазовую смесь, ингибирование, растворение);
- тепловые (прогрев горячей жидкостью или паром, нагрев электрическим током оборудования или жидкости, термохимическая депарафинизация);
- механические (механические скребки, устанавливаемые на проволоке или штангах);

При предотвращении отложений парафинов достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются энергетические затраты на добычу и перекачку нефти, увеличивается межремонтный период работы скважин и оборудования, уменьшается загрязнение окружающей среды нефтепродуктами. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями парафина, в первую очередь необходимо рассматривать возможность применения способов предотвращения отложений парафинов.

1.2.2 Методы борьбы с механическими примесями

Существует две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с механическими примесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса механических примесей (рис. 1.9).

К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводнённости и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. В целом методы борьбы с пескопроявлением подразделяются на следующие группы: Технологические (специальное исполнение насосного

оборудования); Химические (использование химических реагентов для крепления призабойной зоны пласта); Физико-химические (коксовые); Механические (фильтры).

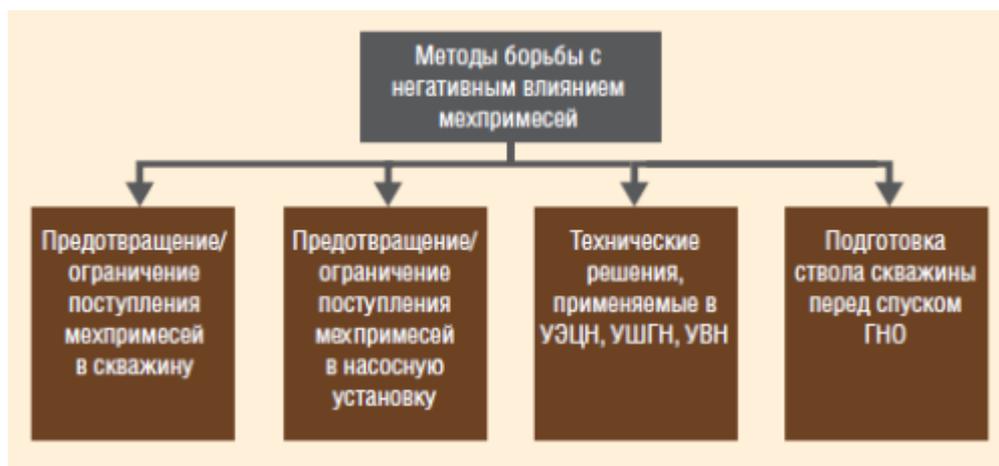


Рисунок 1.9 - Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат. Известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбамидоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений.

К физико-химическим относятся методы, осуществляющиеся путем закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта; методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей [3].

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые,

проволочные (однослойные, многослойные) и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные. При использовании щелевых или проволочных фильтров без гравийной обсыпки нужно правильно выбирать ширину щелей с учетом размеров частиц пластового песка, который необходимо задержать. Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задержать тонкозернистые пески и где фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко применяются гравийные фильтры с наружной обсыпкой или подвесные.

Также применяется технология установки песочных якорей. Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей - не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико. Якорь предназначен для выделения крупных частиц песка из потока нефти во время работы штангового насоса. Якорь песочный устанавливается под пакер ниже уровня насоса. Якорь работает на принципе гравитационного осаждения частиц в восходящем потоке жидкости. За счет низких скоростей движения потоков жидкости в чашках песочного якоря, производится отделение песка и выпадение его в бункер, составленный из НКТ с заглушенным нижним концом, который устанавливается под якорем. Такая схема работы обладает низким гидравлическим сопротивлением и позволяет обеспечить длительную работу без поступления песка в насос [4].

1.2.3 Методы борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений

Техногенные газовые гидраты в системах добычи, сбора, промысловой подготовки и транспортировки газа являются достаточно типичным технологическим осложнением, особенно для условий северных газовых и

газоконденсатных месторождений. В связи с этим при эксплуатации месторождений необходимо предусматривать мероприятия по борьбе с гидратами. Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих приборов. Очень часто в следствие образования гидратов выходят из строя штуцеры и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу нефтегазопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами ведется в двух направлениях: а) предупреждение образования гидратов; б) ликвидация образовавшихся гидратов. Общая классификация методов борьбы с гидратами в разработке нефтегазовых месторождений представлена на рисунке 1.10.



Рисунок 1.10 – Методы борьбы с газовыми гидратами в разработке нефтегазовых месторождений

Образование гидратов в скважинах предотвращают следующими методами [8]:

- а) установлением соответствующего технологического режима работы скважины;
- б) непрерывной или периодической подачей на забой скважины антигидратных ингибиторов;

в) применением футерованных насосно-компрессорных (подъемных) труб;

г) систематическим удалением с забоя скапливающейся жидкости;

д) путем устранения причин, вызывающих пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений: а) продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород; б) закачкой большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.

Предупреждение образования гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, узлах и звеньях системы сбора и транспорта газа осуществляется в зависимости от конкретных условий следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

а) обогревом отдельных узлов и участков;

б) вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);

в) устранением резких перепадов давления, которые вызывают снижение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;

г) систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;

д) регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т.п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

Рассмотрим далее основные методы борьбы с гидратами в разработке Хместорождения более подробно.

2 ГЕОЛОГО – ПРОМЫСЛОВЫЙ РАЗДЕЛ

2.1 Геология месторождения

2.1.1 Общие сведения о месторождении

X нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Красноярском крае (Эвенкийский муниципальный район, рис. 2.1). Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 г, а освоение началось с 2009 года. Лицензией на право пользования недрами владеет ОАО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». X нефтегазоконденсатное месторождение - одно из крупнейших в Восточной Сибири. Площадь Юрубченского лицензионного участка около 5 569 км². Извлекаемые запасы категорий В1+В2 (Юрубченская залежь): нефть – 174 млн тонн; газ – 196 млрд м³ [10].

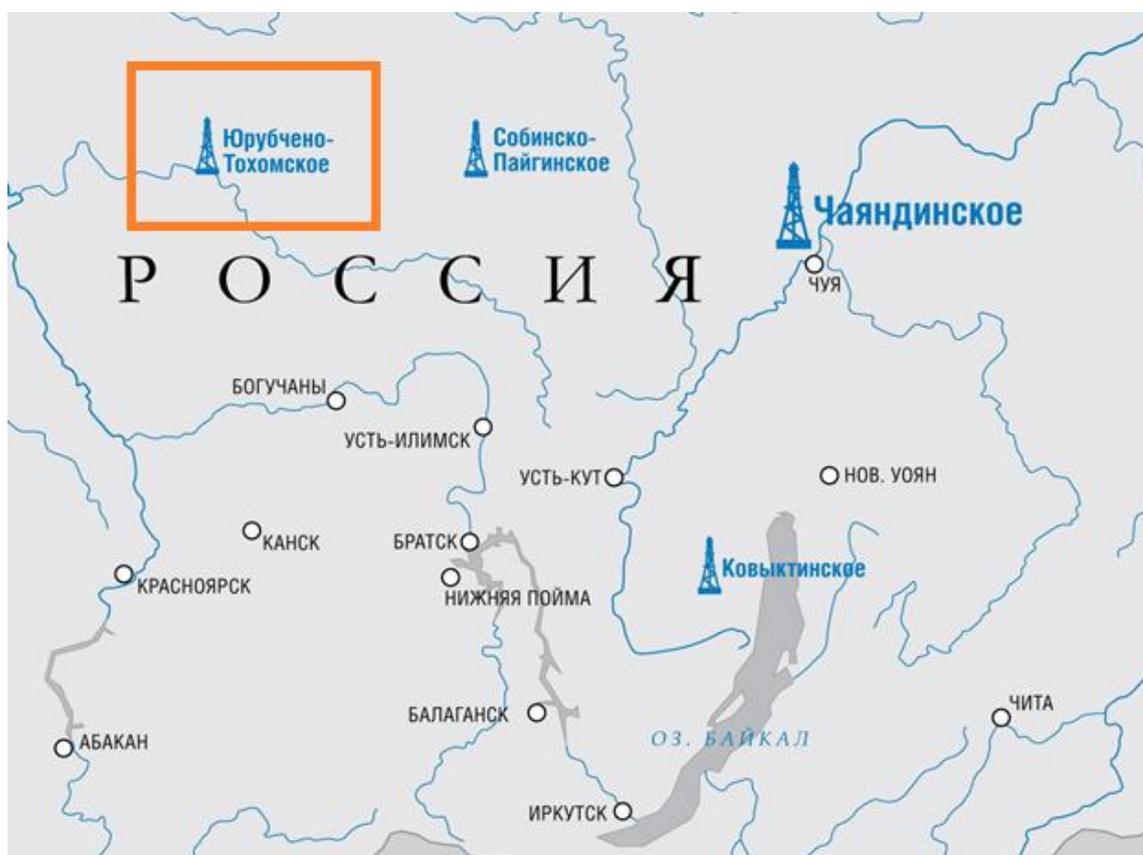


Рисунок 2.1 – Карта расположения X месторождение

С географической точки зрения X месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья.

Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие - поселки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. В районном центре пос. Байкит имеется аэропорт с бетонной взлётно-посадочной полосой, способный принимать самолеты класса Як-40, Ан-24, Ан-32, вертолеты Ми-8, Ми-26.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе около -30°C , самая низкая достигает -60°C . Продолжительность темного времени суток в декабре составляет 16 часов. Лето (июнь - август) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем - $+20^{\circ}\text{C}$, ночью - $+12^{\circ}\text{C}$, максимальная достигает $+38^{\circ}\text{C}$.

2.1.2 Стратиграфия месторождения

Геологическое строение X месторождения исследовано достаточно хорошо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

В геологическом строении X месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов. Скважинами X месторождения вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, ордовика и четвертичные отложения [1].

Нефтегазогеологический разрез X месторождения по линии скважин Vd-5, J-43, J-64, Vd-6 в сочетании с разрезом ближайшего Куюмбинского НГК представлен на рисунке 2.2.

2.1.3 Тектоника

X месторождение расположено в пределах Вельминско-Деланинского мегасвода – положительной структуры первого порядка в составе Байкитской антеклизы. Мегасвод имеет неправильную форму. По подошве камовской серии он оконтуривается изогипсой –3600 м. На западе мегасвод ограничен выходами архейско-протерозойских образований Енисейского кряжа, а на юго-востоке - серией дизъюнктивных нарушений. Его северное замыкание предполагается за пределами рассматриваемой территории.

Месторождение является сложно построенным – распространение залежей ограничено выходами на эрозионную поверхность глинистых отложений вэдрэшевской, мадринской и токурской толщ, а также пород кристаллического фундамента. В ряде случаев границы залежей образованы разломами [11].

Залежи массивные, пластовые, экранированы глинисто-карбонатными породами вендско-кембрийского возраста. Водонефтяной контакт (ВНК) находится на отметке 2070 м, газонефтяной контакт (ГНК) – на 2020 м. Глинистые прослои обеспечивают смещение ГНК и ВНК на 10–20 м. Суммарная мощность газоконденсатной и нефтяной частей залежи составляет 45 м. Нефтегазовые залежи расположены непосредственно под поверхностью регионального несогласия, разделяющего рифейские и вендские образования.

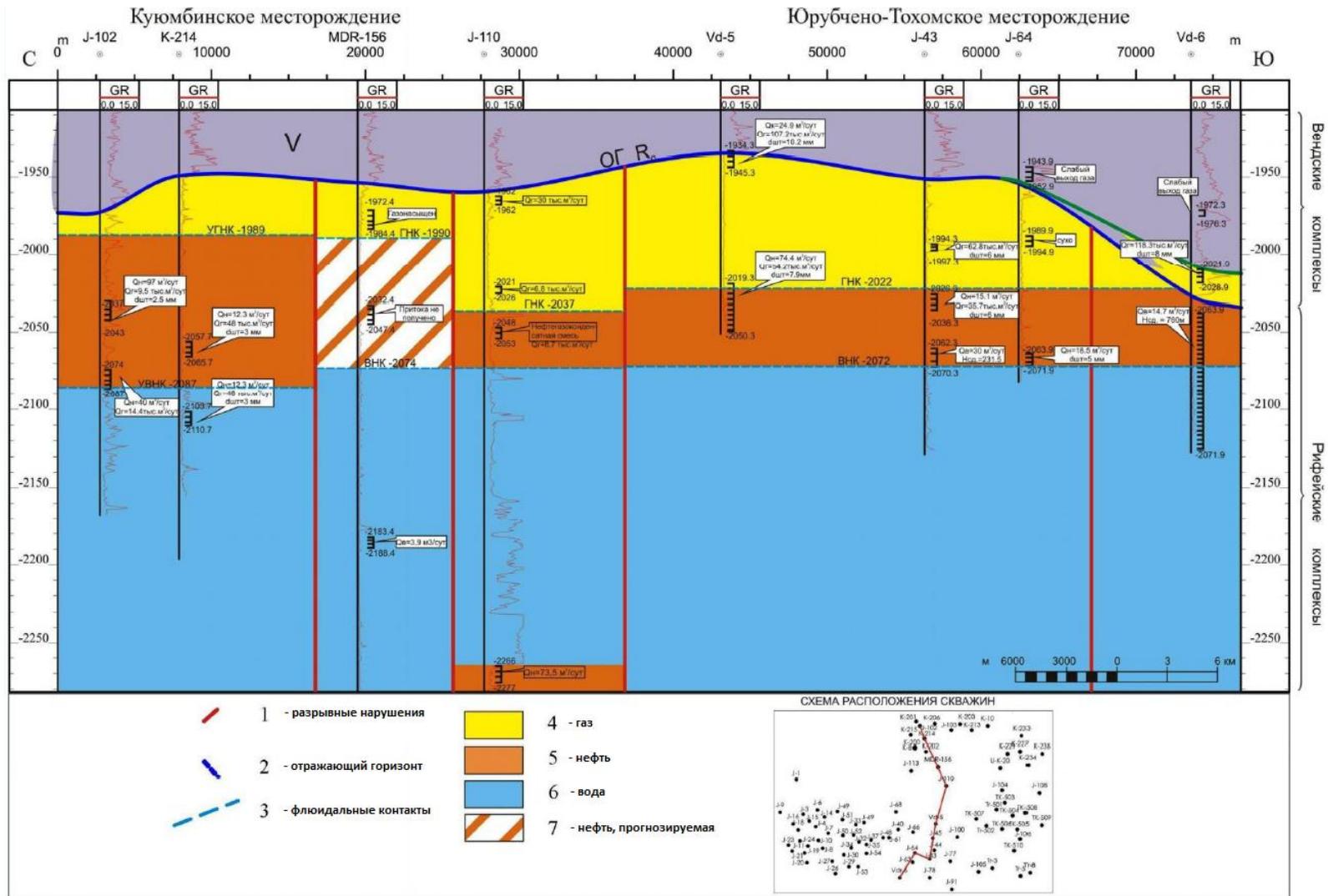


Рисунок 2.2 – Нефтегазогеологический разрез Хместорождения в сочетании с Куюмбинским по линии скважин Vd-5, J-43, J-64, Vd-6

Х нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Байкитской антеклизы, выделяемой в Камовский свод. Вместе с Куюмбинским, Оморинским, Камовским и Шушукским месторождениями Х месторождение образует область гигантского скопления углеводородов, которая входит в состав Хареала нефтегазонакопления общей площадью более 20 000 км². Именно здесь впервые в России и в мире получены промышленные притоки нефти и газа из отложений рифейского возраста.

В геологическом строении этой области выделяются два структурных этажа. Нижний образован глубокометаморфизованными архей-протерозойскими породами фундамента. Верхний этаж сложен карбонатно-терригенными отложениями осадочного чехла Сибирской платформы, несогласно залегающими на выветрелой поверхности кристаллического фундамента. Верхний структурный этаж, в свою очередь, разделен на два комплекса: рифейский, имеющий блоковое строение, и пологозалегающий вендско-фанерозойский.

2.1.4 Характеристика продуктивных пластов

Согласно новым представлениям о геологическом строении Х месторождения в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ в разрезе рифейских отложений выделяются 2 продуктивных горизонта Р1 и Р2, которые отделяются друг от друга копчерской, преимущественно, глинистой толщей. В том случае, если копчерская толща не является покрывкой, горизонты Р1 и Р2 образуют гидродинамически единый горизонт Р1-2.

В рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ выделено 8 залежей:

- горизонт Р1 залежь (Южно-Терская 3);
- горизонт Р2 залежи (Нижнетохомская, Южно-Терская 1);

- горизонт Р 1-2 - 5 залежей (Юрубченская, Усть-Чавичинская, Намакарская, Терской группы залежей, блок 2 и блок 6).

Основной объект разработки Юрубченской залежи.

Промышленно нефтегазоносными отложениями Юрубченской залежи являются терригенные отложения вендского возраста (оскобинская свита – пласты BVIII1 и BIX, ванаварская свита – пласт V1) и доломитов рифея (толщи P1-2, P1, P2).

Основным объектом разработки Юрубченской залежи массивного типа является пласт P1-2 (рифей), размерами 50×39 км, высотой 136 м.

X нефтегазоконденсатная залежь расположена в пределах Юрубченского участка, ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км², ее длина составляет 51 км, ширина 39 км, высота 136 м. Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 7,3 м до 81,7 м и в среднем по залежи составляет 48,8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11,2 м до 49 м и в среднем составляет 43,4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2072 и –2023 м соответственно [12].

Пласт представлен окремненными, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми, кавернозными доломитами. Каверны полностью или частично выполнены вторичным доломитом. Среди доломитов встречаются прослои алевролитов и песчаников. Кремнистый материал неравномерно рассеянный по породе, присутствует в виде линз и желваков. Залежь характеризуется наличием газовой шапки (80% площади) и отдельных субвертикальных макротрещин преимущественно юго-западного и северо-восточного простирания, обеспечивающих приток нефти.

В пределах залежи выделено две зоны: водонефтяная, занимающая 29% от общей площади; водонефтегазовая – 71%.

В таблице 2.1 представлена Геолого- физическая характеристика основного объекта разработки месторождения (пласт P1-2).

Таблица 2.1 – Геолого- физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Пласт P1-2
Средняя глубина залегания, м	а.о. 2068
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Кавернозно-трещинный
Площадь нефтеносности, С1/С2 тыс.м ²	588140/550900
Средняя общая толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	41.9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	40.3
Средняя водонасыщенная толщина, м	-
Пустотность, доли ед.	0.018
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0.9
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0.9
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	49
Коэффициент песчаности, д.ед.	-
Коэффициент расчлененности. д. ед.	-
Начальная пластовая температура (на ГНК), 0С	27
Начальная пластовое давление (ГНК), МПа	21.19

2.1.5 Характеристика пластовых флюидов

Нефть.

Плотность нефти в пластовых условиях варьировалась между 648,6 – 745,4 кг/м³; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м³, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа*с (в среднем 1,67 мПа*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьировалось между значениями 80,3-232,8 м³/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м³/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м³/т)), объемный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти отображен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра		Пласт Р1-2			
при однократном разгазировании пластовой нефти в с. у.		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в р. у.		пластовая нефть	
выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть
Молярная концентрация компонентов, %					
- двуокись углерода	0,26	-	0,286	-	0,07
- азот + редкие	3,07	-	4,75	-	2,14
в т.ч. гелий	0,05	-	0,086	-	0,04
- метан	65,42	0,33	80,46	0,059	44,57
- этан	15,18	0,57	9,45	0,79	10,42
- пропан	8,15	1,1	3,25	3,03	5,84
- изобутан	1,49	0,63	0,34	1,79	1,18
- норм, бутан	3,46	2,54	0,88	4,08	1,65
- изопентан	0,92	1,75	0,15	2,75	1,17
норм. пентан	1,07	2,89	0,18	3,53	1,65
- гексаны	1,42	90,19	0,08	83,98	29,78
Плотность					
- газа, кг/м ³	1,048	824,1	0,819	825	694,46
- газа относительная	0,869		0,680		

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в с. у. 821 кг/м³), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости нефть X залежи относится к маловязким нефтям (в среднем 8,36 мПа*с). По суммарному

содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, силикагелевых смол – 4,66%).

Конденсат.

Свойства конденсата представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Свойства конденсата

Наименование параметра	Численные значения(средние)
Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	20,97
Температура пластовая, °К	300,4
Давление начала конденсации, МПа	20,0-21,0
Давление максимальной конденсации, МПа	3,1
Давление псевдокритическое, МПа	4,50
Давление приведенное	4,65
Температура псевдокритическая, °К	205,80
Температура приведенная	1,46
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	0,79
Объемный коэффициент	0,047
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	0,886
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	0,024
сырого (нестабильного), КГФ	133,93
стабильного (дебутанизованного)	58,9
Стабильный(дебутанизованный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м ³	0,721
Вязкость (станд. условия), мПа.с	1,34

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см³. Вязкость в среднем составила 1,34мПа*с. Содержание серы в среднем составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скв. Юр-25 составил 457,76 $\text{см}^3/\text{м}^3$ по сырому и 251,17 $\text{см}^3/\text{м}^3$ по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 $\text{г}/\text{м}^3$, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 $\text{г}/\text{см}^3$ [13].

2.2 Разработка месторождения

2.2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

Х месторождение было открыто в 1982 г., включительно до 2008 г осуществлялось только разведывательное бурение и частично вводились скважины в качестве опытно промышленной эксплуатации. Официальным стартом промышленной разработки месторождения можно считать начало 2009 г., когда началось активное разбуривание основного объекта разработки (Р1-2) с ежегодным вводом добывающих скважин (до 5-6 ед. в год) и началом формирования системы ППД [14].

Компанией недропользователем и месторождения является НК “Роснефть”, оператором месторождения является ОАО “Восточно-Сибирская нефтегазовая компания”.

Х месторождение находит на 1 стадии разработки и характеризуется стабильно высокими дебитами по нефти, малой обводненностью и нарастающими годовыми отборами флюидов (нефть, газ, конденсат). Средний дебит добывающих скважин составляет 60 т/сут по нефти (нефть+конденсат), по жидкости – 69 т/сут, обводненность 14%. За 2016 г. было добыто 348 тыс. т. нефти и 1,2 млрд. м^3 газа. С периодом с 2009 г. по 2017 г. было добыто 1177 тыс. т. нефти, 1310 тыс. т. жидкости, 4,8 млрд. м^3 газа.

Динамика годовых отборов период с 2009 по 2016 гг. приведена на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Характеристика отборов нефти и жидкости по месторождению в период 2009-2016 гг.

Учитывая, что все добывающие скважины работают в фонтанном режиме и являются горизонтальными среднесуточный дебит таких скважин относительно не велик. Такая тенденция характеризуется не достаточностью применения различных методов увеличения нефтеотдачи, к примеру применение многостадийного гидравлического разрыва пласта при вводе в эксплуатацию горизонтальной скважины, а также не всегда верным подбором оборудования скважин и режимов его эксплуатации. В связи с этим средний коэффициент эксплуатации добывающей скважины составляет 0,91(вместо проектных 0,95), а также межремонтный период работы добывающего оборудования в среднем составляет 270 суток (вместо проектных 320 суток).

Однако данный аспект не является критическим, так как в первую очередь на период до 2021 г. включительно на месторождении необходимо ввести в эксплуатацию 46 горизонтальных добывающих скважин, обустроить системы поддержания пластового давления и систему водозаборных скважин

и только после начать применение различных МУН для увеличения конечной нефтедачи.

На рисунке 2.6 приведены данные по средним дебитам по нефти добывающий скважин.



Рисунок 2.6 – Динамика дебита добывающих скважин на месторождении в период 2009-2016 гг.

Текущий КИН на месторождении составляет 0,008, итоговый проектный КИН на период до 2065 г включительно составляет 0,364. Текущее пластовое давление 20,1 МПа, начальное – 21,4 МПа.

С точки зрения различных геолого-технических мероприятия или применения различных МУН, то в период 2009-2016 гг. они почти не проводились. В 2015 г. и в 2016 г. были успешно проведены МГРП в двух добывающих скважинах (№ 45, № 23), прирост среднесуточного дебита по нефти составил 17 и 22 т/сут соответственно, ожидаемый срок эффекта от МГРП 18 месяцев. Так же в одной скважине (№ 59) проводился кислотный гидравлический разрыв пласта, эффект от мероприятия составил (14 т/сут).

2.2.2 Характеристика фонда скважин

Общая характеристика фонда скважин на месторождении представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристика фонда скважин месторождения

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект разработки(P1-2)
Фонд добывающих скважин	Пробурено всего	56
	Возвращено с других горизонтов	0
	Горизонтальные	22
	Вертикальные	5
	Разведывательные	21
	Ликвидировано	31
	В том числе:	
	Действующие	17
	Из них горизонтальные	17
	Вертикальные	0
	из них фонтанные	17
	УЭЦН	0
	ШГН	0
	бескомпрессорный газлифт	0
	внутрискважинный газлифт	0
	Бездействующие	0
	В простое	0
	В освоении после бурения	4
	В консервации	0
	Переведены под закачку	0
Переведены на другие горизонты	0	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	2
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведены из добывающих	0
	Ликвидированные	1
	В том числе:	
	Под закачкой	1
	Бездействующие	0
	В освоении после бурения	1
	В консервации	0
	В отработке на нефть	0
	Переведены на другие горизонты	0
В том числе:		
Фонд водозаборных скважин	Всего пробурено	6
	Действующие	4
	Ликвидировано	2

С начала разведочного бурения на месторождении (1982 г.) было пробурено 56 скважин, из них 21 разведывательных, 5 вертикальных добывающих, 22 горизонтальных добывающих, 6 водозаборных, а также нагнетательные скважины в количестве 2 единицы. При этом ликвидировано было 34 скважины. На начало 2017 г. на месторождении в эксплуатации находятся 17 добывающих горизонтальных скважин, 4 водозаборных и 1 нагнетательная скважина.

Постепенный ввод нагнетательных скважин, как система ППД, обусловлен постепенным снижением эффективности добычи за счет “газовой шапки” в нефтегазоконденсатных месторождениях.

Динамика действующего фонда добывающих скважин по годам разработки представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Динамика добывающего фонда скважин по месторождению в период 2009-2016 гг.

Все скважины эксплуатируются на единственном объекте разработке P1-2, средняя глубина вертикальной части ствола скважин составляет 1900 м,

средняя длина горизонтального участка добывающих скважин составляет в среднем 500 м. Средний дебит новых добывающих (4 скважины введенные в 2016 г.) скважин составляет 72 т/сут, что выше чем средний дебит других добывающих скважин на 20 т/сут, обуславливается это тем, что бурение новых скважин проводится с большей точность вскрытия эффективных толщ пластов.

2.2.3 Проектные и фактические показатели по месторождению

Согласно проектным документам принятых центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на месторождении в период 2009-2021 гг необходимо выполнить следующие проектные решения [3]:

- Формирование системы сбора и подготовки скважинной продукции;
- Начало формирование системы поддержания пластового давления;
- Ввод в эксплуатацию 73 ед. скважин;
- Активное применение МГРП при вводе горизонтальных скважин, как первичных МУН, а также избирательное применение КГРП и ПБСКО в призабойных зонах пласта для увеличения конечной нефтеотдачи по месторождению;
- Борьба с различными осложнениями в добычи нефти и газа, такие как АСПО, газогидраты, пескопроявления и т.д.
- Разбуривание и освоение ведущего ЭО Р1-2 на 60%;
- Плановая накопленная добыча за этот период в 12 млн. т. по нефти, 15,5 млн. т по жидкости и добыча газа в 24,4 млрд. м³.

В целом на месторождении не наблюдается существенных расхождений по проектным и фактическим показателям, месторождении разрабатывается равномерно, согласно утвержденному плану центральной комиссии.

Сравнение проектных и фактическим показателей разработки на период 2009-2016 гг. приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Проектные и фактические показатели разработки месторождения

Показатель	Ед. изм.	Год разработки									
		2012		2013		2014		2015		2016	
		Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.
Действ. фонд доб. скважин	Ед.	7	7	8	8	9	9	11	13	15	17
Ввод новых скважин	Ед.	0	1	1	1	1	1	2	4	4	4
Средний дебит доб. скв. по жидкости	т/сут	58	58,2	60,5	61,9	62,5	63,2	62,6	89,6	68,8	69,8
Средний дебит доб. скв. по нефти	т/сут	52,2	52,4	53,8	55	54,7	55,6	55,1	58,7	59,2	60
Обводненность доб. фонда скв.	%	10	10	11	11,2	12,5	12	13,1	13,5	14	14
Добыча жидкости за год	тыс.т	139	128	165	142	192	162	223	248	335	404
Добыча нефти за год	тыс.т	125	113	147	129	168	154	196	231	288	348
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	408	343	573	485	765	647	988	895	1323	1300
Накопленная добыча нефти	тыс.т	373	315	520	444	688	598	884	829	1172	1177
Добыча газа	млрд. м ³	0,55	0,45	0,55	0,6	0,65	0,6	0,7	0,8	1,1	1,2
Накопленная добыча газа	млрд. м ³		1,6		2,2		2,8		3,6		4,8
Коэффициент извлечения нефти	Ед.	0,0025	0,002	0,0035	0,003	0,005	0,004	0,007	0,006	0,008	0,008

3 АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

3.1 Анализ осложнений, возникших при разработке месторождения

На X месторождении существуют ряд осложнения вы добычи нефти, газа и конденсата. Основу которых составляют проблемы, связанные с физико-химическим составом добываемой продукции и технологией эксплуатации добывающего оборудования. В первом случае осложнения связаны прежде всего с проблемой газогидратов в работе фонтанных скважин, а также проблемой парафиноотложений из-за состава добываемой продукции. Во втором – с режимом использования добывающего оборудования. Учитывая, что на месторождении бурятся и вводятся в разработку новые скважины, часть скважин переводится из разведывательного бурения в промышленную эксплуатацию, обустроиваются системы ППД и т.д. То в таком случае важно соблюдать баланс между режимом работы ДО и максимально возможные дебитами, в случае с фонтанным добывающим оборудованием соблюдаются условия оптимального режима фонтанирования.

Отметим, что управление *режима работы фонтанной скважины* сводится к предотвращению выделения газа из нефти в пределах пласта, прорыва пластовой воды и ограничению выноса песка. Однако, из-за того, что на месторождении в большинстве скважин проводят КГРП или МГРП, то на части ДО отмечаются поломки по причине механических примесей после проведения работ в призабойной зоне продуктивных пластов.

Отсюда, несмотря на то, что X месторождение введено в эксплуатацию относительно недавно, в работе добывающих скважин отмечает снижение эффективности эксплуатации ДО прежде всего по такому параметру как межремонтный период работы скважин (МРП).

Отметим, что МРП – это среднее количество суток работы добывающего оборудования между плановыми (или внеплановыми) ремонтами. На различных месторождениях МРП различается в зависимости от стадии разработки месторождения и особенности извлечения недр, на пример на только введенных в разработку месторождениях приемлемым МРП считается 310-320 суток, то есть скважина пребывает в ремонтном фонде приблизительно 1 раз в год или реже[5].

Однако согласно данным ОАО "Восточно-Сибирская нефтегазовая компания" МРП добывающих скважин на месторождении за 2016 г составил 215 суток, что на 31,7% ниже рекомендуемых показателей. За период 2012-2016 гг на месторождении было зафиксировано 108 случаев значительного снижения эффективности работы добывающего оборудования или его поломки по причине различных осложнений в добычи нефти и газа.

Основу всех осложнений в добычи флюидов на X месторождении составляют газовые гидраты (27 случаев поломок ДО), далее идут проблемы, связанные с парафиноотложениями (25 случаев), механическими примесями (22 случая) и несколько менее выражена проблематика правильной технологии эксплуатации скважинного добывающего оборудования (18 поломок ДО). Остальные причины снижения эффективности работы скважин - менее выраженные на месторождении, к этому списку относятся солеотложения, коррозия, эмульсии, износ добывающего оборудования, нарушения герметичности эксплуатационной колонны или крепи скважин и т.д. На долю этих причин приходится 15% случаев всех поломок добывающего оборудования.

Учитывая, что в отчетный период фонд добывающих скважин на месторождении составляет 7 – 17 ед., то в среднем на каждую скважину приходится 1,5 - 2 поломок в год, что не соответствует проектным показателям и снижает эффективность эксплуатации скважинного оборудования.

Характеристика распределения поломок ДО по различным причинам на месторождении представлена на рисунке 3.1.

Динамика МРП добывающих скважин по годам разработки приведена на рисунке 3.2.

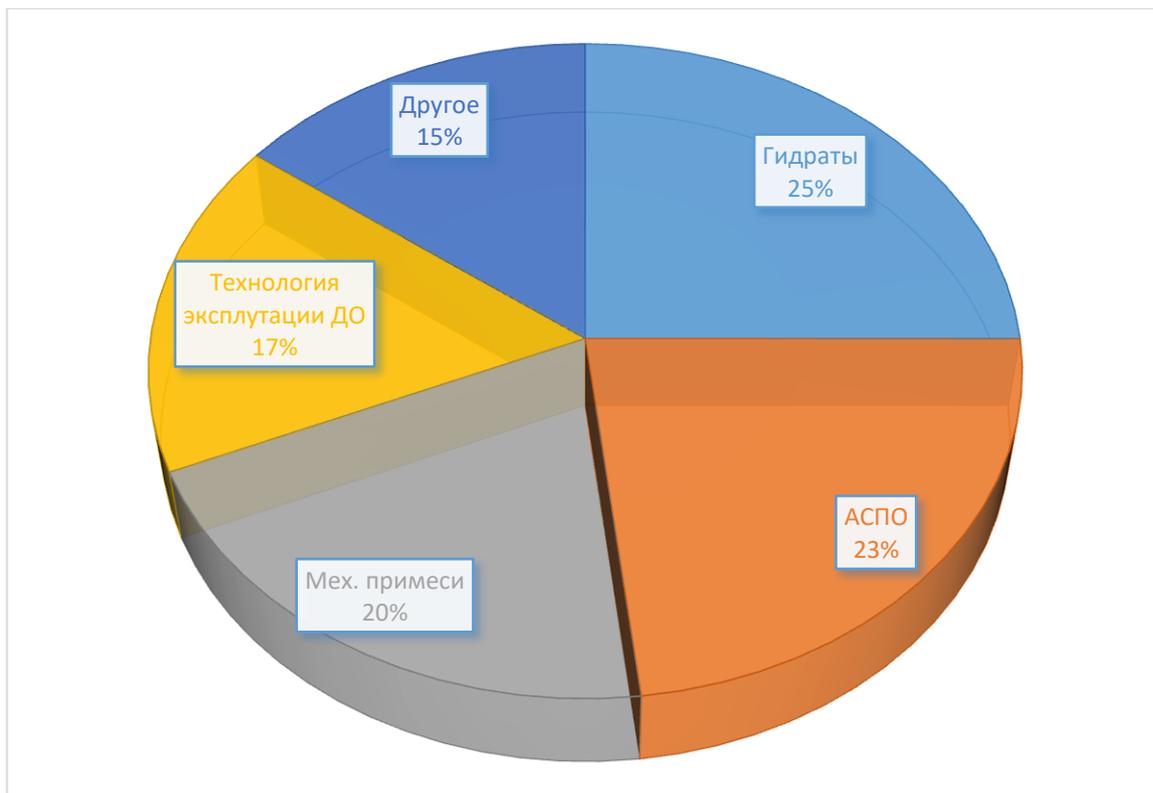


Рисунок 3.1 – Статистика поломок добывающего скважинного оборудования на X месторождении в период 2012-2016 гг

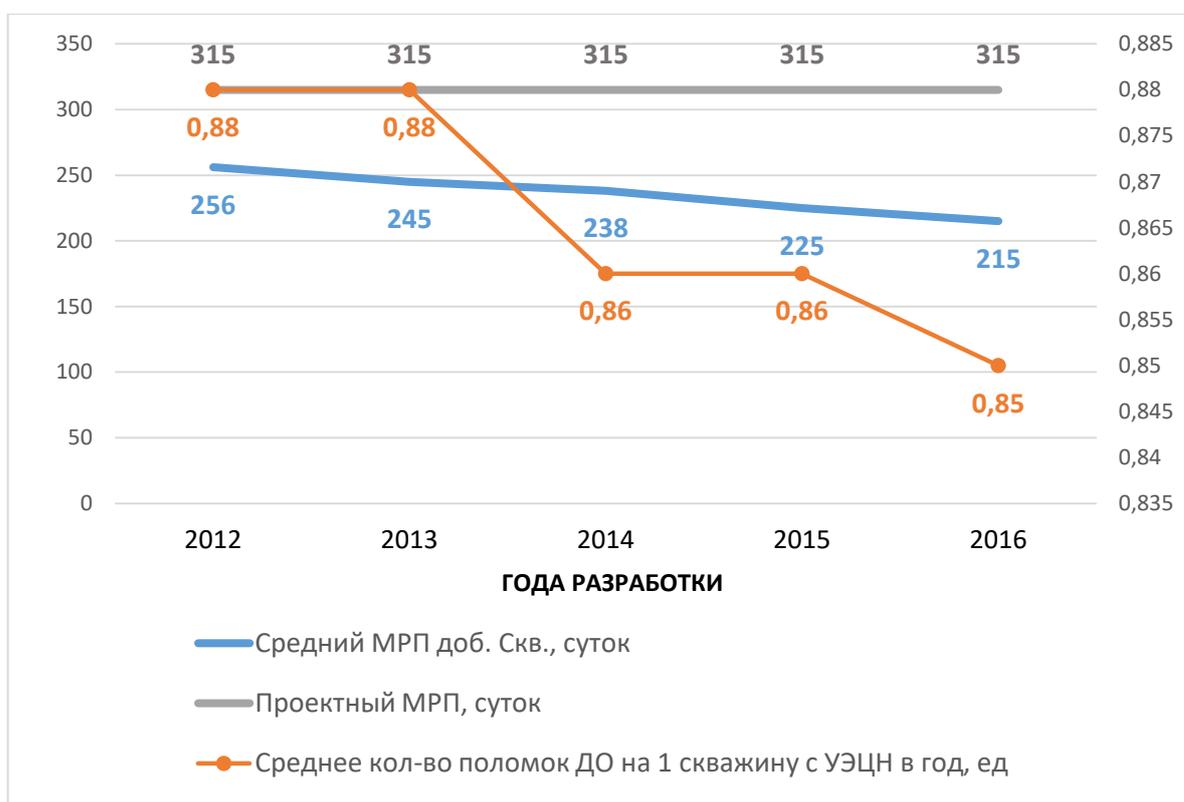


Рисунок 3.2 – Динамика эффективности работы добывающих скважин по X месторождению в период 2012-2016 гг

Из рисунка 3.2 следует что добывающие скважин на месторождении работают на достаточно эффективно, на месторождении отчетливо заметна динамика снижения коэффициента эксплуатации скважин и межремонтного периода работы добывающего оборудования, что в свою очередь требует проведение различных работ по борьбе с осложнениями при разработке месторождения.

В таблице 3.1 приведем характеристику невынужденных отказов добывающего скважинного оборудования за 2016 гг.

Таблица 3.1 – Статистика поломок ДО по добывающим скважинам X месторождения за период 2015-2016 гг

Скв. №	Год ввода в эксплуатацию	Кол-во поломок ДО	Причины	Кол-во суток в ремонте в среднем в год
2	2015	2	АСПО, Гидраты	25
5	2015	2	АСПО, Мех. примеси	27
8	2015	1	Гидраты	15
9	2016	2	Гидраты, мех. примеси	38
14	2016	1	Тех. экспл.	16
15	2016	2	Гидраты	14
16	2016	3	АСПО, гидраты, мех. примеси	46
17	2016	2	Мех солеотложения при,	27
22	2016	1	Гидраты	12
25	2016	2	Гидраты, эмульсия	37
27	2016	2	Гидраты, РИР и ВИР	35
35	2016	1	Мех. прим.	15
37	2016	2	Гидраты, эмульсия	26
45	2017	2	АСПО, гидраты	27

48	2017	2	АСПО, Солеотлож.	25
54	2017	1	Гидраты	15
56	2017	1	Гидраты	12

Отметим, что негативный эффект от различных проблем при эксплуатации скважин складывается из нескольких факторов, а именно: из-за простоя добывающих скважин, проведения ремонтных работ, а также из-за частоты пребывания в ремонтном фонде отдельно взятой скважины. Все эти факторы увеличивают затраты на обслуживание скважин и проведения ремонтных работ, а также снижает среднесуточные дебиты скважин по нефти, что в конечном итоге снижает экономическую рентабельность разработки месторождения и увеличивается себестоимость затрат на добычу 1 т продукции [6].

На рисунке 3.3 приведем график средней себестоимости подготовки 1 т товарной продукции (нефти) на месторождении в период 2012-2016 гг.



Рисунок 3.3 – Экономические показатели разработки X месторождения в период 2012-2016 гг

Согласно данным Восточно-Сибирской нефтегазовой компании из-за различных осложнений в добычи нефти и газа каждая добывающая скважина в среднем находится в ремонтном фонде 26 суток в году, что в итоге приводит к снижению среднегодовой добычи на 25-27 тыс. т нефти (8-10% от проектных объемов всей ежегодно добываемой продукции), а так же все больше финансовых ресурсов компании тратятся на ремонт и обслуживание добывающих скважин (при этом сохраняются проектные показатели добычи нефти и газа за счет ввода в разработку новых добывающих скважин).

Так если в 2012 году в среднем тратилось около 4,1 млн. рублей на годовое обслуживание скважин, то в 2016 году затраты увеличились до 9, млн. рублей в год. Поэтому, как отмечалось ранее на месторождении снижается общая рентабельность разработки, к примеру, себестоимость добычи 1 т нефти на 01.01.2017 г составляла 4,6 тыс. руб./т, а в 2012 г данный показателя был равен 3,5 тыс. руб./т (на 21,8% ниже). В соответствии с этим на месторождении проводятся различные мероприятия по борьбе с осложнениями в добычи нефти и газа, рассмотрим далее эти работы более подробно.

3.2 Анализ мероприятий по борьбе с осложнениями на месторождении

На месторождении активно проводятся работы по устранению различных осложнений в добычи нефти и газа, основные работы направлены на решение проблем парафиноотложений, механических примесей и газовых гидратов.

Мероприятия по борьбе с парафиноотложениями.

Согласно данным ГИС и ГДИ проблема АСПО отмечается по скважинам № 1, 5, 22, 34, 38, 45, 47 всего 7 скважин. Для решения данной проблематики на месторождении используют нагревательный грузонесущий кабель круглого сечения, который монтируется внутри НКТ скважины (рис. 3.4). Технология основана на управляемом нагреве потока добываемого

флюида специальным нагревательным кабелем круглого или плоского сечения для создания в зоне интенсивного образования АСПО постоянного теплового поля с температурой на 5 - 10 градусов выше температуры начала кристаллизации парафина и смол. При этом точка начала нагрева располагается на 100...150 метров ниже максимальной глубины.

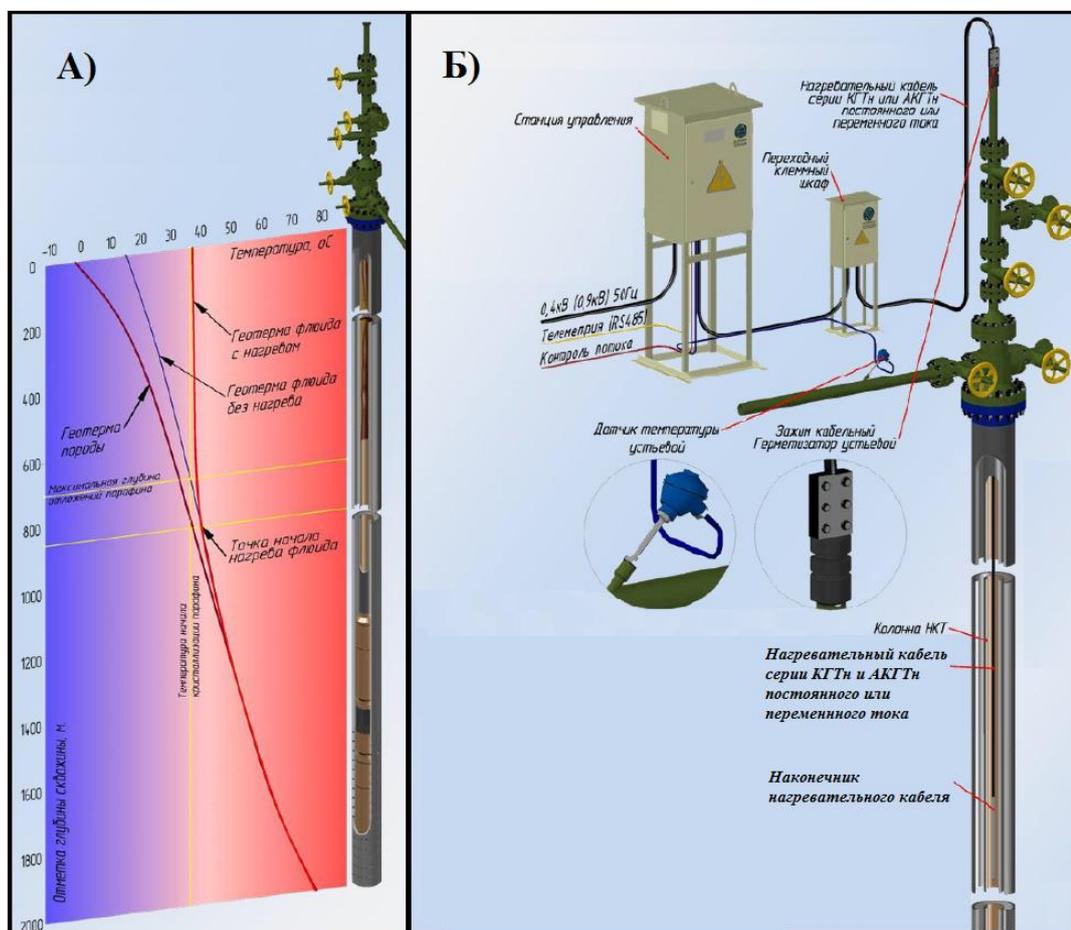
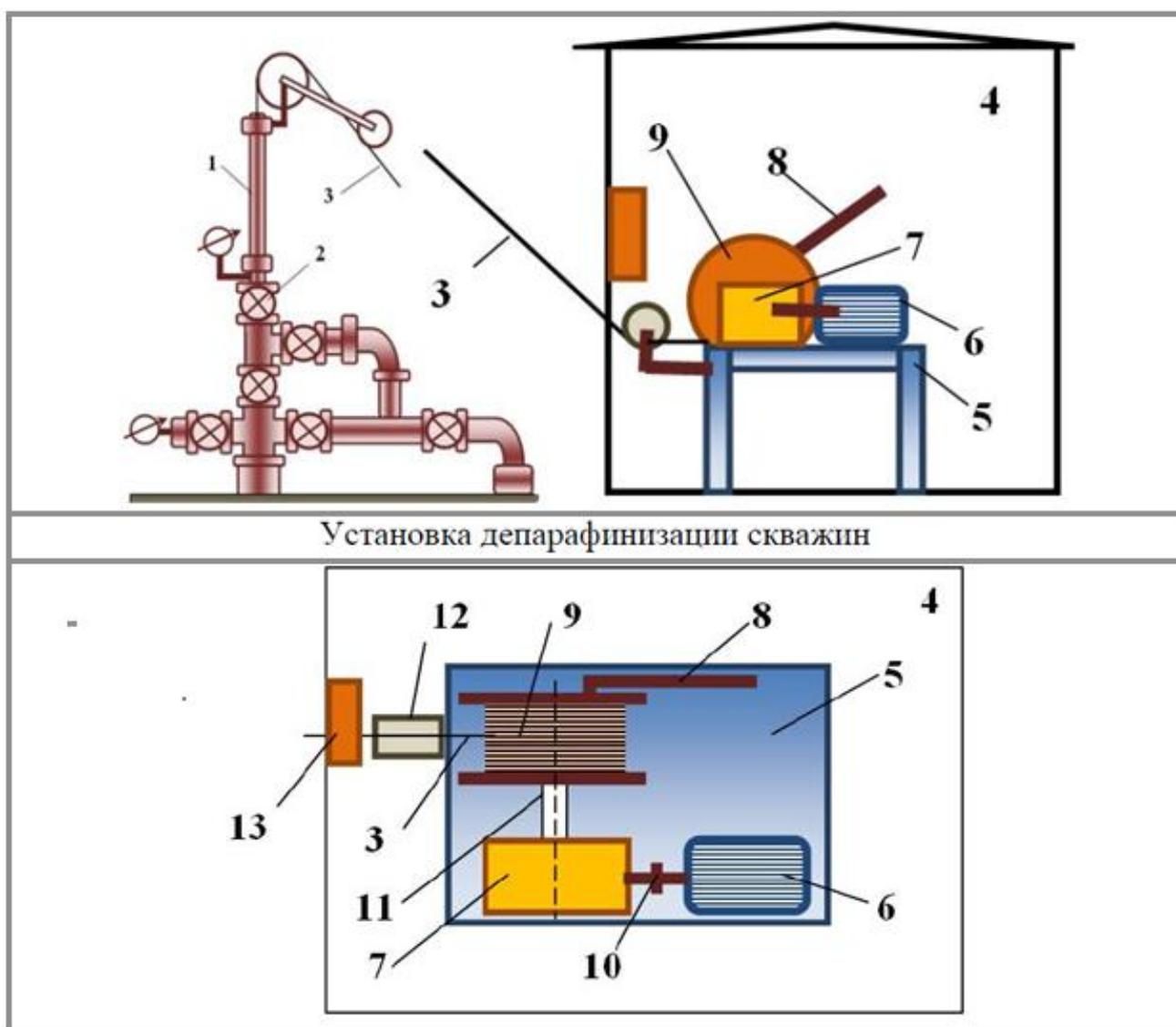


Рисунок 3.4 – Применение ГКЛ для борьбы с АСПО Хместорождении. Где А) - Принцип действия технологии греющей кабельной линии, Б) - Схема расстановки оборудования УПС

Технология реализуется с помощью установки по прогреву скважин (УПС). УПС позволяет в автоматическом режиме управлять прогревом и обеспечивать защиту нагревательного элемента. Комплект УПС, применяемый на месторождении состоит из: нагревательного кабеля серии КГТн или АКГТн специальной конструкции круглого сечения (для размещения внутри НКТ) строительной длиной от 700 до 2000 метров,

станции управления с телеметрической системой, переходного клеммного шкафа, устьевого герметизатора, кабельного зажима, устьевого датчика температуры [15].

Отметим, что 3-х скважинам в дополнении к ГКЛ проводятся очистные работы механическими скребками (рис. 3.5). Продиктовано это тем, что на скважинах № 5 и 22 толщина парафиноотложений составляет до 15 мм и в таких условия проведение только работ по предотвращение АСПО не эффективно, поэтому на этих скважинах раз в 1,5 – 2 мес. проводятся очистные работы.



Установка депарафинизации скважин

Где на рисунке: 1 – лубрикатор; 2 – буферная (лубрикаторная) задвижка; 3 – проволока; 4 – блок-бокс; 5 – рама; 6 – электродвигатель; 7 – редуктор; 8 – рычаг с тормозной колодкой; 9 – барабан с защитным ограждением; 10 – муфта; 11 – храповый механизм; 12 – ролик направляющий; 13 – шкаф управления.

Рисунок 3.5 –установки депарафинизации скважины (УДС)

На всех остальных скважинах с данной проблемой из-за высоких динамических показателей скважин (дебит, пластовое давление, температура, скорость потока и т.д.) парафиноотложения не успевают осаждаться на стенках ДО в достаточном кол-ве, поэтому проведение очистных работы на этих скважинах рекомендовано проводиться 1-2 раза в год.

В целом текущая система борьбы с АСПО на месторождении работает эффективно, за 2016-17 гг было проведено 45 очисток ствола скважин, успешность работа составляет 95%, оборудование ГКЛ установлено и применяется на 7 скважинах.

Мероприятия по борьбе с механическими примесями.

На X месторождении основным мероприятиям по борьбе с механическими примесями являются работы по закреплению пропанта при проведении МГРП. Данные работы относятся к мероприятиям по предотвращению механических примесей в работе ДО. Суть технологии заключается в закачке отвердителя и газообразователя. В результате образуется пористая структура, которая задерживает (скрепляет) механические примеси в пласте (рисунок 3.6).

К примеру, одной из таких современных технология называется “ЛИНК” (основной разработчик — ЗАО “Геотехно-КИН”) предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м³), закачка основного состава (0,7–0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т. п.) объемом в 1,5–2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Особенности технологии [16]:

- частичное заполнение межзернового пространства отверждаемой смолой за счет размазывания ее гидрофобной жидкостью;

- повышение адгезии пленки смолы к минеральным зернам за счет реакции введенных реагентов с выделением газа;

- при перепаде давления образуется пористая структура вследствие выделения газа.

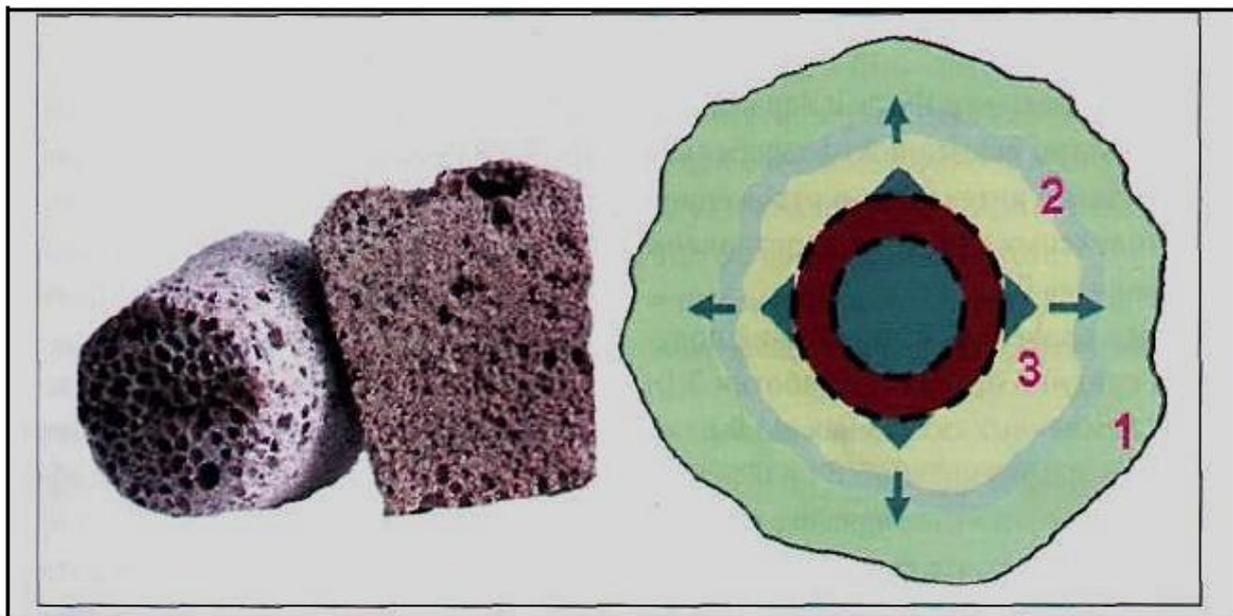


Рисунок 3.6 — Вид пористой структуры и схема задавки в ПЗП смолы “Линк”. Где на рисунке: 1— закачивание буферной оторочки с отвердителем Линк-0; 2 - закачивание смолы Линк-С с газообразователем Линк-Г; 3 — продавка гидрофобной жидкостью

В дополнении к данным работам на части скважин применяются скважинные фильтры (на скважинах с дебитов менее 75 т/сут по нефти). Фильтры выполняют в скважине следующие функции:

- 1) защиту от проникновения твердой фазы;
- 2) создание минимального гидравлического сопротивления.

В условиях месторождения используется скважинный фильтр ФС производства ОАО “Тяжпрессмаш”. Фильтр относится к группе забойных фильтров и к щелевому типу. Устанавливается в зоне чуть выше перфорации

в вертикальной части скважины с помощью отсекающего пакера ЗПОМ-Фи комплектов переводников, тонкость фильтрации такого фильтра – 300.

Однако стоит отметить, что при дебита скважин выше 80 т/сут по нефти использование скважинных фильтров требуется в модернизированном виде и на данном этапе разработке X месторождении опытно-промышленных работ такого типа не проводилось, что в свою очередь может при дальнейшем освоении месторождении создать дополнительные трудности в проведении мероприятий по борьбе с механическими примесями скважин, так как согласно принятому проекту на разработку месторождения к 2022 г среднесуточные дебиты скважин могут составлять 90-100 т/сут по нефти, а общий фонда добывающих скважин должен насчитывать приблизительно 45-50 ед [10].

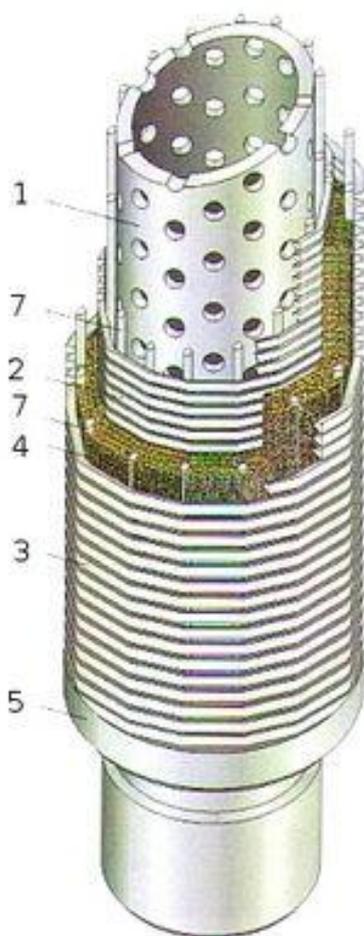


Рисунок 3.7 – Фильтр скважинный для борьбы с механическими примесями ФС – 79. Где на рисунке: 1 - перфорированной трубы-каркаса, 2 – внутренняя решетка, 3 – внешняя решетка, 4 - гравийная набивка, 5 - чашки

Всего за период 2016-2017 гг работы по предотвращению мех. примесей были проведены на 16 добывающих скважинах из 17, успешность проекта составляет 75%. В результате можно отметить следующие показатели:

- Средний дебит жидкости возрос от 68 до 76 м³/сут (11 %);
- Количество смесей отработанных нефтепродуктов (СНО) возросла от 42 до 75 сут (78 %);
- Концентрация взвешенных частиц (КВЧ) уменьшилось с 203 до 125 мг/л (38 %).

Как итог количество извлеченного песка при нормализации забоя сократилось более чем в 2 раза. В целом текущая система борьбы с механическими примесями работает успешно, однако в рекомендовано вести дальнейший мониторинг и контроль за КВЧ в добываемой продукции при последующем вводе в разработку новых добывающих скважин, с учетом того, что на большинстве скважин проводятся МГРП.

3.3 Анализ мероприятий по борьбе с гидратами

Рассмотрим условия осаждений гидратоотложений по стволу добывающих скважинам X месторождения. Так к примеру, начало кристаллизации парафино- и гидратоотложений теоретически возможно при значениях давления по стволу скважину ниже давления начала конденсации нефти, в данном случае происходит нарушение фазового состояния добываемого потока с “жидкость” в “жидкость + конденсат” при котором происходит процесс выпадения пузырьков газа в потоке смеси, при этом газовые пузырьки обладают способность “флотировать” взвешенные частицы гидратов или парафинов в результате часть их производных адсорбируется на поверхности на границе со стенкой трубы [17]. На рисунке 3.8 представим

динамику пластовой температуры и давления по скважине № 2 месторождения.

Скважина № 2

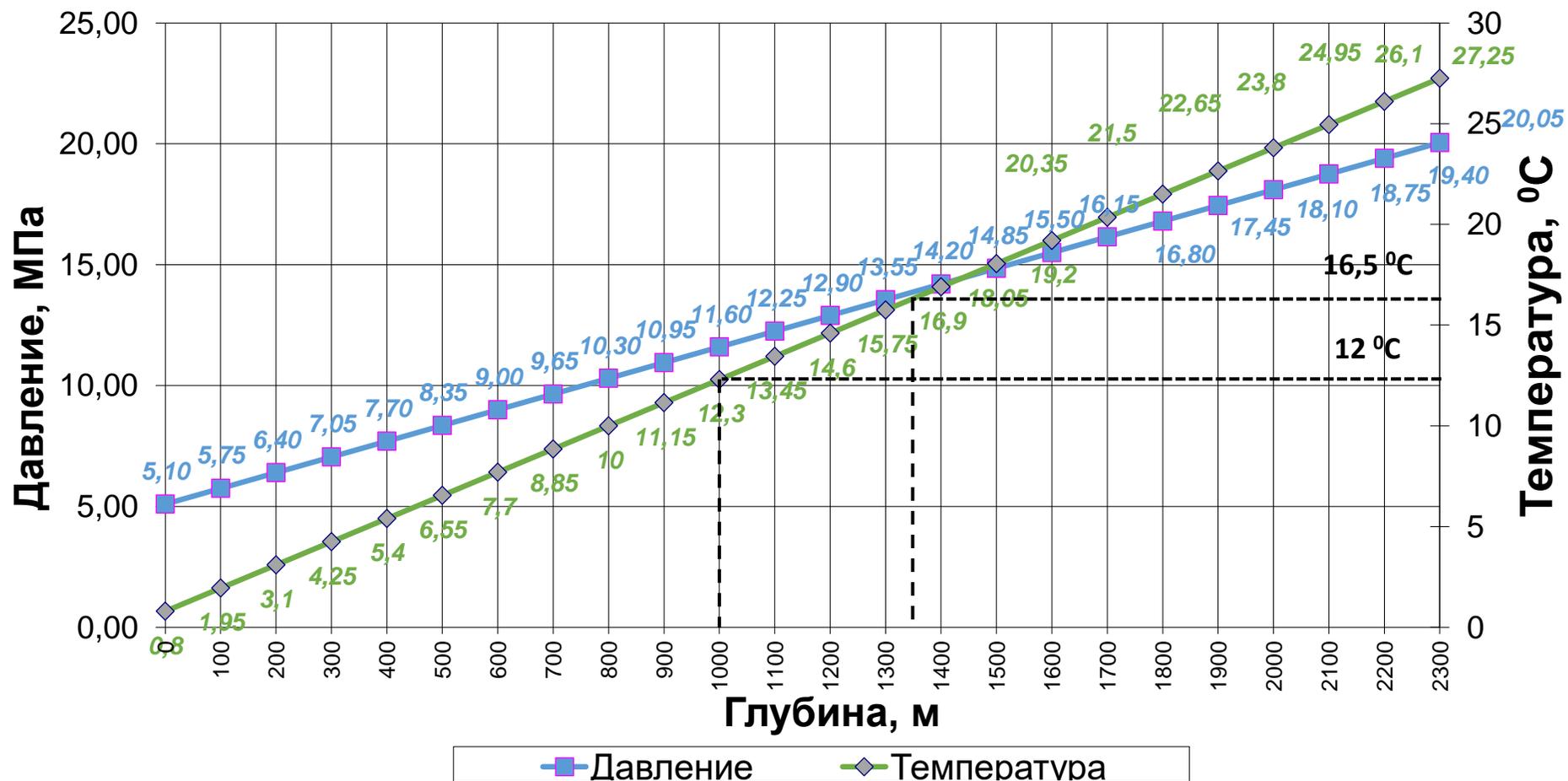


Рисунок 3.8 – График пластового давления и температуры в зависимости от глубины по добывающей скважине № 2

Отметим, что в условиях X месторождения давления начала конденсации потока и текущее среднее пластовое приблизительно сопоставимы, что усложнят процесс борьбы с гидратоотложениями в добывающих скважинах месторождения.

Далее по мере снижения пластового давления и температуры по стволу скважины процесс первичной кристаллизации гидратоотложений усиливается и при достижении равновесной температуры гидратообразования (для X месторождения согласно данным ГИС $T_{p.g.}=12$ °С) и давления ниже 10,5 МПа начинается активное выпадение гидратов на стенках НКТ достигая своих максимальных значений ближе к устью скважины, где минимальная температура устья и давлением, при это значение давления по стволу скважины близко к давлению максимальной конденсации (для X месторождения $P_{m.k.}=3,1$ МПа).

Поэтому как видно из рисунка 3.8 гидратоотложения могут быть обнаружены по скважине уже на глубинах менее 1 тыс. м, а на глубине 100-250 м отмечается максимальная толщина гидратоотложений (рис. 3.9), что приводит к снижению производительности скважины или поломке добывающего оборудования.

Отметим, что по скважине № 2 за период 2015-2016 гг были отмечены проблемы, как с гидратоотложения, так и с парафиноотложениями, в обоих случаях данные проблематики связаны с динамическими показателями добычи нефти и газа (дебит, скорость потока. пластовая температура и т.д.). С точки зрения АСПО ситуация по скважине аналогичная, и характеристика распределения парафиноотложения зависит от их температуры кристаллизации и давления насыщения нефти согласно данным ГИС это средняя $T_{кр. п.}=16,5$ °С, а среднее $P_{нас. н.}=11,5$ Мпа. Как итог, скважина 2 раза была на внеплановом ремонте в отчетный период, согласно геофизических исследований максимальная толщина гидратоотложений составляла около 24 мм на глубине 250 м

На рисунке 3.9 представим характеристику парафино- и гидратоотложений по данным ГИС и ГДИ по скважине № 1 за период 2015-2016 гг.

Толщина парафино- и гидратоотложений, мм

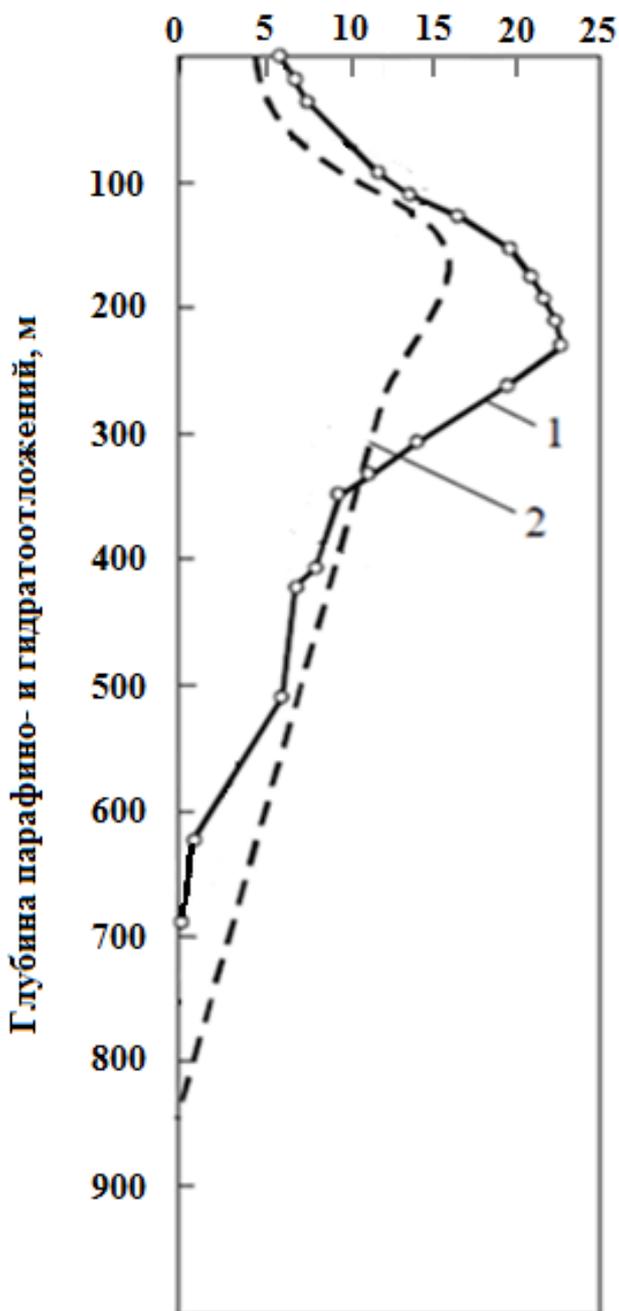


Рисунок 3.9 – Характеристика распределения парафино- и гидратоотложений по стволу добывающей скважины № 1 X месторождения в период 2015-2016 гг. Где на рисунке: 1 – толщина гидратоотложений по стволу скважины, мм

2 – толщина парафиноотложений по стволу скважины, мм

До начала 2016 г в условиях X месторождения для борьбы с газовыми гидратами использовался такой тип работ, как правильный вывод на режим работы добывающей скважины. Так, при значениях пластового давления больше чем 17,5 МПа и температуры более чем 23-25 °С гидратоотложения по стволу скважины не образуются, поэтому при переводе добывающих скважин на более высокие дебиты возможно достигать нужного режима работы ДО. Для скважин X месторождения необходимыми условие для достижения нужного режима работы является перевод на дебиты в среднем в значениях выше 75 т/сут.

Однако у такого метода борьбы с гидратами есть свои недостатки, а именно [18]:

1) Сам по себе безгидратный режим работ скважин не исключает возможности гидратоотложений при дальнейшей эксплуатации скважины. Далее, в условиях разработке X месторождения часто проводятся работы по ремонту или очистке ствола скважин по причине других различным осложнения в добыче нефти и газа, к этому относятся работы по борьбе с механическими примесями или парафинотложениями. В таких условиях скважины переводят на обычный режим работы или полностью глушат, что приводит к повторным гидратотложениями по стволу скважины.

2) Только часть фонд скважин возможно технологически перевести на необходимый режим работ, около 25% добывающих скважин не рекомендовано выводить на гораздо большие дебиты в том числе для соблюдения проектных условий разработки месторождения и условий эксплуатации соседних скважин. Поэтому по данным компании-недропользователя успешность применения безгидратных режимов работы добывающих скважин за период 2015-2016 гг составила только 55%.

Отметим, что в дополнении к выводу на безгидратный режим работы в скважинах проводились работы по очистке устья от накопления механическими скребками или с помощью закачки горячего раствора

соляной кислоты (средняя $t_{p-ра}=75$ °С). Частота очистных работ в среднем составляет 1,5 - 2 раза в месяц.

В целом такая система борьбы с гидратоотложениями признана недостаточно эффективной. Согласно данным ОАО “Восточно-Сибирская нефтегазовая компания” в отчетный период (2012-2016 гг) процент скважин с данной проблематикой только увеличивается по мере дальнейшего ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин, при этом если в 2012 г после перевода скважин на безгидратный режим необходимо было проводить очистные работы в среднем 2-3 раза в года, то к началу 2017 г частота очисток ствола составила до раз в 24-25 суток, что влечет за собой увеличение расхода на ремонт и обслуживание скважин.

На рисунке 3.10 представим эффективности борьбы с гидратоотложениями по добывающим скважинам месторождения за период 2012-2016 гг.

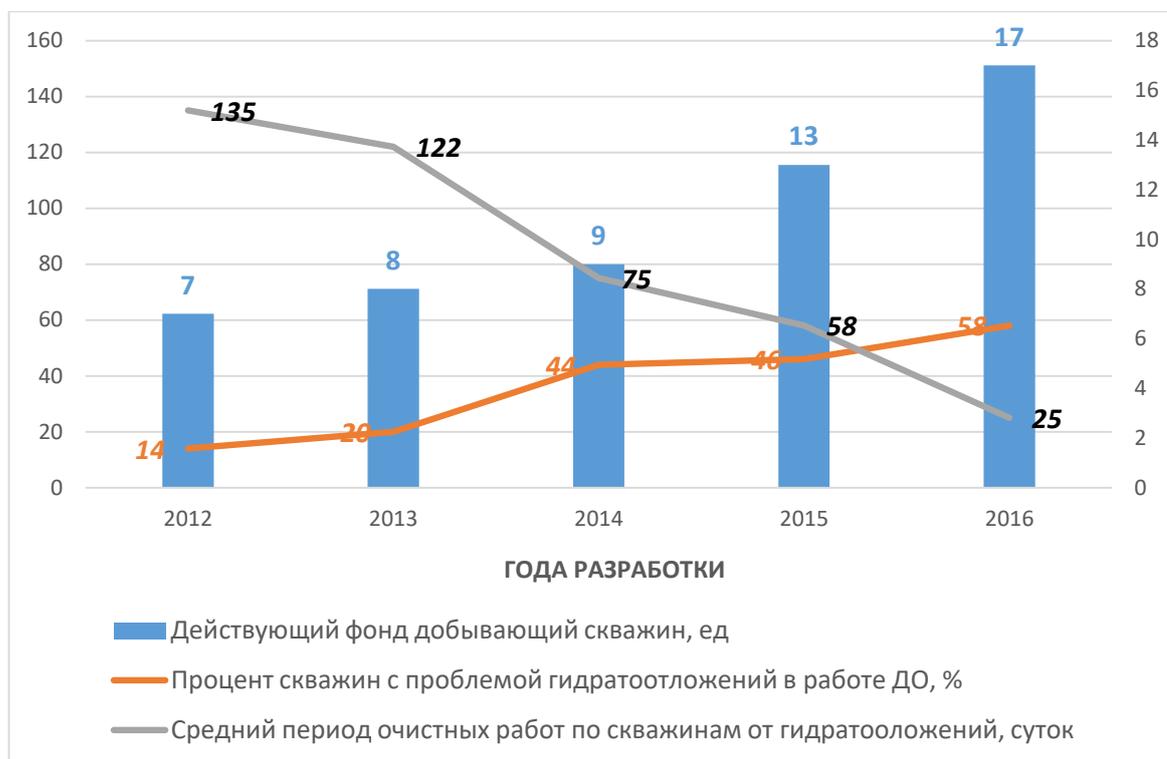


Рисунок 3.10 – Динамика эффективности проведения работ по борьбе с гидратоотложениями в условиях X месторождения в период 2012-2016 гг

3.4 Мероприятия по оптимизации текущих работ по борьбе с гидратами в работе добывающих скважин

Как итог в качестве технологии по оптимизации текущей системы борьбы с гидратоотложениями в работе добывающих скважина руководством компании недропользователя принято решение об применении различных ингибиторов, с целью проведения работ по предотвращению осаждения кристаллов гидратов на стенках НКТ и глубинного скважинного оборудования.

В целом химические реагенты по борьбе с гидратами можно разделить на ингибиторы гидратообразования или ингибиторы гидратоотложения, однако в как отмечается в работах [9, 18] такая классификация достаточная условна.

Ингибиторы гидратоотложения - вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы т.е. делающие ее текучей, например, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке и/или меняющие условия адгезии гидратов к внутренним поверхностям промысловых коммуникаций.

Однако большую популярность в применении реагентов имеют ингибиторы гидратообразования, которые либо изменяют термобарические условия образования гидратов (термодинамические ингибиторы) либо каким-то образом влияют на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (кинетические ингибиторы).

Механизм действия термодинамических ингибиторов гидратообразования заключается в снижении термодинамической активности воды в водном растворе и тем самым, в изменении равновесных условий образования гидратов.

Собственно, ингибиторы гидратообразования - это вещества, сильно изменяющие (замедляющие) скорость роста гидратов. К ним можно отнести некоторые водорастворимые полимеры и ПАВ.

В странах СНГ наиболее часто используются термодинамические ингибиторы для борьбы с гидратами, к наиболее известным типам относятся следующие:

- 1) Водные растворы электролитов;
- 2) Антигидратные реагенты на основе гликолей;
- 3) Метанол и составы на его основе.

Ингибиторы другого типа руководством компании не рассматривались, так как до этого подобные работы на месторождении не проводились, поэтому инженерным составом было принято решение об опытно-промышленной эксплуатации более “классических” ингибиторов и далее при условии успешного проведения работ в планах компании произвести оптимизацию системы применения ингибиторов газовых гидратов на месторождении.

Как итог, с начала 2017 г было принято решение об применении растворов метанола с добавлением ПАВ в качестве ингибитора газовых гидратов с целью совершенствования текущей системы борьбы с гидратотложениями. Технология используется в качестве работ по предотвращению гидратотложения.

Основной аргумент в сторону выбора ингибиторов на основе метанола – это универсальность данного типа реагентов, так как такие антигидратные составы используются как на газовых и как нефтяных скважинах. Согласно работам [20, 21] другие термодинамических или кинетических ингибиторы наиболее часто используются в газовых или газоконденсатных скважинах, или же в системах сбора и подготовки скважинной продукции (УКГП, ДНС, УПН и т.д.)

В целом, можно выделить несколько основных аргументов в качестве выбора метанола как ингибитора гидратотложений в условиях месторождения, а именно:

1. Относительно низкая стоимость даже в современных экономических условиях России и весьма широкая промышленная база.

2. Высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки. Это особо актуально для условий северных месторождений.

3. Наивысшая среди известных ингибиторов антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах (имеет место максимальное снижение температуры гидратообразования ΔT в сравнении с другими практически известными ингибиторами при одной и той же массовой концентрации реагентов в водном растворе, большей антигидратной активностью обладают только аммиак и формальдегид, применение которых по ряду технологических причин вообще нецелесообразно).

4. Очень низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малая их вязкость даже при температурах ниже минус 50°C , таким образом, имеется возможность его закачки в скважины и шлейфы в условиях Крайнего Севера

5. Смешиваемость со слабоминерализованной пластовой водой без выпадения твердого осадка.

6. Сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате при контакте нестабильного газоконденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 30-40 мас. %.

7. Некоррозионность метанола и его водных растворов (в отличие от растворов неэлектролитов). Следовательно, отпадает необходимость в каких-либо специальных антикоррозионных добавках в ингибитор.

8. Принципиальная проработанность в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промстоков, содержащих метанол. Этот аспект сейчас стал особо актуальным, поскольку требования к охране окружающей и геологической среды постоянно возрастают.

9. Высокая эффективность метанола не только для предупреждения гидратообразования, но и для ликвидации несплошных обратных пробок

(отложений) в промышленных коммуникациях, возникающих при нарушениях технологического режима.

Отметим, что данный реагент подается в скважину с помощью различных установок подачи химических реагентов в поток или в затрубное пространство добывающих скважин. Это могут быть как установки, предназначенные для подачи исключительно метанола (установки типа УДХМ) или более универсальные системы, такие как Блоки дозирования реагентов скважинные БДР.С, УДЭ, УБПР и т.д. В условиях Хмestорождения используется универсальная установка типа БДР.С, так как с целью экономической эффективности данное оборудование применяется для подачи и ингибиторов парафиноотложений и мех. примесей (рис. 3.11).



Рисунок 3.11 – Оборудование для подачи реагента в скважину типа БДР.С

В состав конструкции блока подачи реагента входит [15]:

- насос-дозатор;
- емкость технологическая с датчиком уровня;

- фильтр тонкой очистки;
- визуальный указатель уровня;
- трубопроводная обвязка с электроконтактным манометром;
- система (шкаф) управления взрывозащищенного исполнения.

Техническая характеристика оборудования подачи ингибитора в скважину представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные технические характеристики оборудования подачи реагента в скважину типа БДР.С

Параметр	Значение
Производительность насоса	0,02 – 25 л/ч
Количество насосов	2 шт.
Давление всасывания	0,01 – 0,05 МПа
Давление нагнетания	0,1 – 70 МПа
Номинальная мощность	до 5 кВт
Номинальное напряжение	380 В
Допустимое отклонение от номинального напряжения	от минус 10 до плюс 10%
Частота	50 Гц
Род тока	Переменный, трехфазный
Перекачиваемая среда	Химические реагенты
Температура в блоке	не ниже +5°С
Температура перекачиваемой среды	-50...+70°С
Габаритные размеры не превышают (длина x ширина x высота)	1000x1000x1600 мм

Работы велись следующим образом, скважину предварительно очищали от гидрато- и парафиноотложений, далее с помощью установки БДР.С проводят закачку ингибитора в скважину (так как установка технологически предназначена на работы на двух скважин одновременно то данный процесс одновременно проводился не нескольких скважинах). После этого начинается процесс подбирается оптимальная концентрация реагента и частоты проведения работ, с целью достижения максимальных межочистных

периодов работы скважин и минимальных объемов дозировки ингибитора в сочетании с наилучшим технологическим эффектом для работы самой скважины (сокращение ремонтных работ, снижение кол-ва поломок ДО, увеличению среднегодового дебита и т.д.).

Так к примеру, если после первой закачки объем реагента составлял 50-55 м³ с интервалом проведения работы в 20-25 суток, то к началу 2018 г ингибитор гидратообразования закачивался объемом не более 25 м³ и приблизительно раз в 1,5 месяца при сохранении оптимальных данных по МРП скважин и дебитов по нефти. Так же стоит и учитывать изменение динамика спуско-подъемных операций (или хим. обработки ствола скважины раствором соляной кислоты), так к примеру если оп скважине № 2 до применения реагентов необходимо было проводить до 11-12 СПО для полной очистки ствола скважины от парафино- и гидратоотложений, то после применения раствора метанола данное кол-во работ сократило примерно в двое (5 СПО в среднем по данным ГИС за 2017 г по скважине).

Отметим, что в скважину подается именно раствор ингибитора гидратообразования с содержанием метанола в объеме 25%, минерализованной воды об. 70% и около об. 5% в его состав входят различные ПАВ.

Как итог на всех исследуемых скважинах отмечается увеличение межремонтного периода работы (в среднем на 37%). За 2017 г ни одна из исследуемых скважин не переводилась в ремонтный фонд по причине гидратообразования, при этом среднее количество суток, когда скважины были в ремонте, сократилось с 37 до 15 (по сравнению с 2016 г), что в свою очередь выражается в увеличении среднегодовых дебитов добывающих скважин и ожидаемо приводит дополнительной добыче.

Итоговые данные по работе добывающих скважин “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ” приведем в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технологические показатели работы исследуемых добывающих скважин “ДО” проведения работ по применению ингибитора гидратообразований и “ПОСЛЕ”

Показатели/ скважин	“ДО” проведения работ				В среднем	“ПОСЛЕ” проведения работ				В среднем	Технологический эффект от проведения работ,
	№ 16	№ 25	№ 9	№ 45		№ 16	№ 25	№ 9	№ 45		
Межочистой период работ по скважине, сутки	16	27	22	35	25	45	54	52	57	52	+27
Среднее количество СПО по скважине, ед	12	17	9	8	11,5	5	5	6	4	5	-6,5
Среднее кол-во суток пребывания в ремонтном фонде, суток	46	37	38	27	37	22	15	12	11	15	-22
МРП скважины, суток	167	178	192	195	183	225	255	248	276	251	+68
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут	48,5	55,7	57,4	65,7	56,8	56,3	67,8	68,2	70,5	65,7	+8,9

Так за 2017 г со скважин №№ 9, 16, 25, 45 по данным компании недропользователя было дополнительно добыто 12 824 т нефти (в среднем 2 956 т нефти на скважину), годовая добыча увеличилась 18,4%, всего за 2017 г с исследуемых скважин было добыто около 85 млн. т нефти (15,2% от всей добычи за год), общее среднесуточное увеличение дебита по нефти составила 8,9 т/сут, коэффициент эксплуатации скважин вырос с 0,84 до 0,91.

Как итог данный комплекс технологий можно рекомендовать к дальнейшему использованию на всех остальных добывающих скважинах, где есть проблема снижения эффективности работы ДО по причине гидратоотложений.

На рисунке 3.12 представим сравнительные показатели эксплуатации добывающих скважин “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ”.

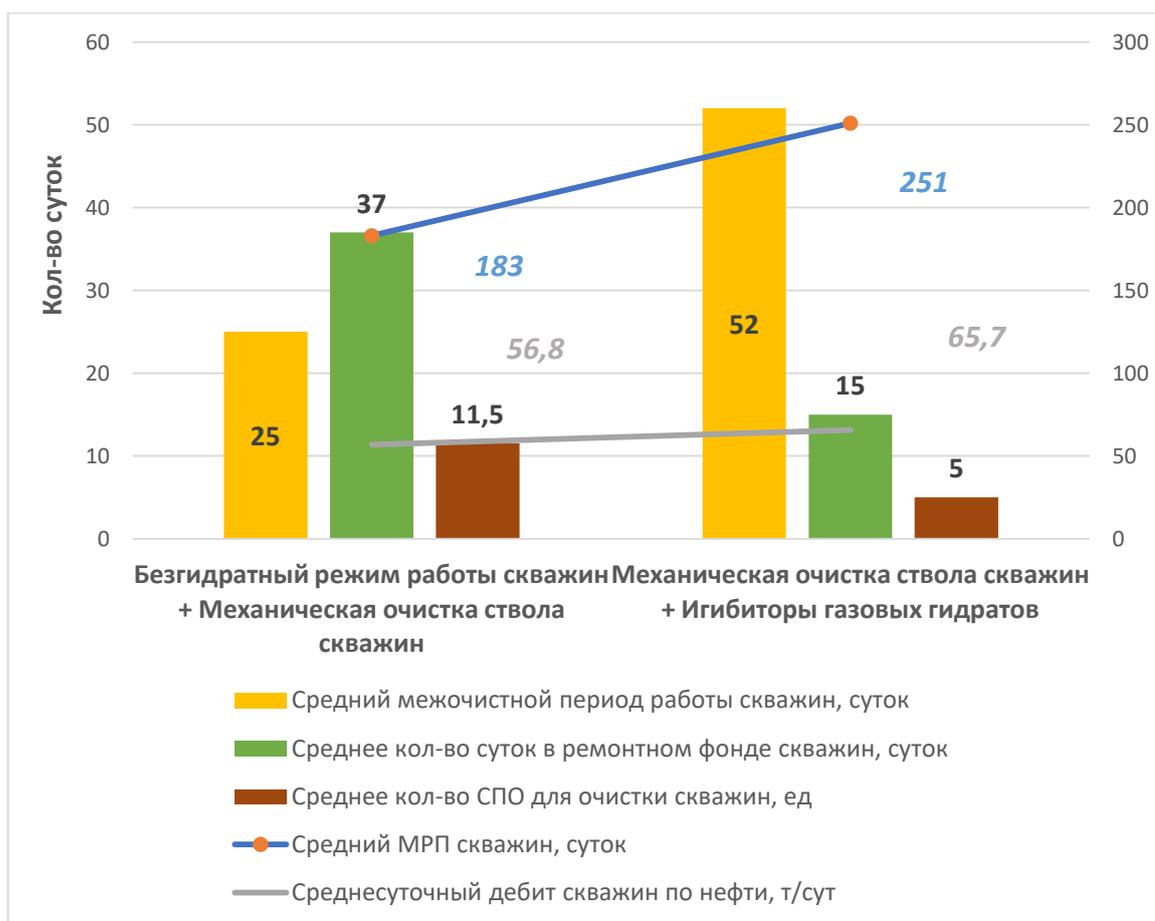


Рисунок 3.12 – Сравнение эффективности применяемых технологий по борьбе с газовыми гидратами на X месторождении

Так же рассчитаем ориентировочный объем дозирования ингибитора гидратоотложений на примере скважины № 2, данные по которой показатели работы которой использовались в предыдущих пунктах ранее. Для этого запишем нужные для расчета исходные данные в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Исходные данные для расчетов по добывающей скважине № 2 Хместорождения

Параметр	Значение
Равновесная температура гидратообразования (в среднем по месторождению по данным ГИС), °С	10,5
Пластовое давление при равновесной температуре гидратообразования, МПа	11,6
Температура устья скважины, °С	0,8
Устьевое давление по скважине, МПа	5,1
Среднесуточная добыча газа и конденсата по скважине, тыс. м ³	192

Вычислим разницу между равновесной температуры гидратообразования и устьем скважины[5]:

$$\Delta t = t_p - t_y \quad (3.1)$$

Где t_p – равновесная температура гидратообразования по скважине (примем значение $t_p=10,5$ °С, как среднее по месторождению по данным ГИС), °С

t_y – температура устья скважины (для скв. № 2 $t_y=0,8$ °С).

Отсюда:

$$\Delta t = 12 - 0,8 = 11,2 \text{ °С}$$

Концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая заданное снижение температуры определяется по формуле:

$$C_M = \frac{M_{и} \cdot \Delta t}{M_{и} \cdot \Delta t + K_p} \quad (3.2)$$

Где $M_{и}$ – молекулярная масса ингибитора (для метанола $M_{и}=32$ кг/моль), кг/моль;

K_p – коэффициент, зависящий от типа применяемого раствора ингибитора для борьбы с гидратоотложениями (для раствора метанола K_p – 1220)

Тогда:

$$C_M = \frac{32 \cdot 11,2}{32 \cdot 11,2 + 1220} = 0,227 \text{ или } 22,7\%$$

Надежный безгидратный режим работы скважины достигается при концентрации метанола в 1.15-1.2 раза выше по сравнению с расчетной, тогда:

$$C_{M.итог} = 1,2 \cdot C_M \quad (3.3)$$

$$C_{M.итог} = 1,2 \cdot 0,227 = 0,272 \text{ или } 27,2 \%$$

Количество воды в жидкой фазе по движению потока в скважине определяется по формуле:

$$W = W_1 - W_2 \quad (3.4)$$

Где W_1 и W_2 - влагосодержание газа в начальной и конечной точках движения потока по скважине, кг/тыс. м³.

В зависимости от параметров движения потока (пластовые давление и температуру) в скважине формулу влагосодержания газа можно представить в виде:

$$W(P, t) = \left(\frac{0.457}{P}\right) \cdot \exp(0.0735t - 0.00027t^2) + [0.0418 \cdot \exp(0.054t - 0.0002t^2)] \quad (3.5)$$

Где P-давление в скважине в расчетной точке, Мпа;

t- температура в скважине в расчетной точке, °С

Отсюда рассчитаем влагосодержание газа по движению добываемого потока по скважине № 2 на глубине где отмечается равновесная температуре гидратообразования и на устье (см. рис 3.17)

Тогда:

$$\begin{aligned} W_1 &= \left(\frac{0.457}{P_p}\right) \cdot \exp(0.0735t_1 - 0.00027t_1^2) \\ &\quad + [0.0418 \cdot \exp(0.054t_1 - 0.0002t_1^2)] \\ &= 0,0394 \cdot \exp(0.090405 - 0,0408483) \\ &\quad + [0.0418 \cdot \exp(0,6642 - 0,030258)] \\ &= 0,0394 \cdot \exp 0,0495567 + 0.0418 \cdot \exp 0,633942 \\ &= 0,04140152 + 0,078793 = 0,12 \text{ тыс. м}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_2 &= \left(\frac{0.457}{P_y}\right) \cdot \exp(0.0735 \cdot t_2 - 0.00027 \cdot t_2^2) \\ &\quad + [0.0418 \cdot \exp(0.054 \cdot t_2 - 0.0002 \cdot t_2^2)] \\ &= 0,0896 \cdot \exp(0.0588 - 0,0002) \\ &\quad + [0.0418 \cdot \exp(0,0432 - 0,001)] \\ &= 0,0394 \cdot \exp 0.0586 + 0.0418 \cdot \exp 0,0431 = 0,0418 + 0,0436 \\ &= 0,0854 \text{ тыс. м}^3 \end{aligned}$$

Отсюда:

$$W = 0,12 - 0,0854 = 0,0346 \text{ тыс. м}^3$$

Далее рассчитаем равновесное содержание метанола в газовой фазе добываемого потока, контактирующей с водометанольным раствором по формуле:

$$g_{\Gamma} = \frac{9 \cdot C_{\text{м.итог}}}{1600 - 7 \cdot C_{\text{м.итог}_M}} \cdot M_0 \quad (3.6)$$

Где M_0 – концентрация закачиваемого раствора метанола (для Хместорождения $M_0 - 25\%$)

Тогда:

$$g_{\Gamma} = \frac{9 \cdot 27,2}{1600 - 7 \cdot 27,2} \cdot 0,25 = 0,0434 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Далее Количество метанола необходимого для насыщения жидкой фазы рассчитывается по уравнению:

$$g_{\text{ж}} = W \cdot \frac{C_{\text{м.итог}}}{C_{\text{м.итог}} - M_0} \quad (3.7)$$

Тогда:

$$g_{\text{ж}} = 0,0346 \cdot \frac{27,2}{27,2_{\text{м.итог}} - 25} = 0,0157 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Удельный расход метанола для предупреждения гидратообразования определяется по формуле:

$$G = g_{\text{ж}} + \frac{100 - C_{\text{м.итог}}}{(C_{\text{м.итог}} - M_0)} \cdot (g_{\Gamma} + g_{\text{ж}}) \quad (3.8)$$

Отсюда:

$$G = 0,0157 + \frac{100 - 27,2}{(27,2 - 25)} \cdot (0,0434 + 0,0157) = 1,9714 \text{ кг/тыс. м}^3$$

Количество подачи метанола на устье скважины определяется по формуле:

$$Q_M = G \times Q_{скв} \quad (3.9)$$

Где $Q_{скв}$ – дебит скважины, тыс. м³/сут;

Учитывая, что месторождение нефтегазоконденсатное то дебит скважины для данного расчета возьмем как среднесуточный дебит добывающих скважин по месторождению в целом. В среднем на месторождении за 2016 г добыто около 1 млрд. м³ газа, соответственно на каждую из добывающих скважин приходится в среднем около 58,8 млн. м³ в год или 192 тыс. м³/сут (с учетом коэффициента эксплуатации скважин), тогда:

$$Q_M = 1,9714 \cdot 192 = 378,5 \frac{\text{кг}}{\text{сут}} \text{ или } 445 \text{ л/сут}$$

Как итог, для данной скважин ориентировочный расход по использованию ингибиторов гидратоотложений составил около 450 л/сут или 380 кг/сут. В целом для газо- или газоконденсатных месторождений данный показателей составляет 100-200 кг/сут на 1 доб. скв., по нефтегазовым или нефтегазоконденсатным месторождениям данный показателей немного выше, так приемлемым диапазоном использования ингибиторов на скв. с дебитов выше 70 т/сут по жидкости составляет 250-500 кг раствора ингибитора в сутки. В целом по всем исследуемым скважинам (№№ 9, 16, 25, 45) минимальное значение расхода ингибиторов должно составляет от 2 тыс. л в сутки.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко К.В.

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение мероприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы и нормы в отношении расходов (издержек) труда; нормативы и нормы в отношении применения мощностей в производстве, а также нормы продолжительности их освоения; финансовые нормы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Принять значение налогообложения, ставок налогов, дисконтирования, в соответствии с действующими на сегодняшний день законами.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка экономической рентабельности проведения опытно-промышленных работ по совершенствованию текущей системы борьбы с газовыми гидратами в добывающих скважинах на месторождении
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение себестоимости подготовки нефти “До” проведения работ и “После”; Расчет затрат на проведение работ; Расчет прибыли предприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент, к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко К.В.		

4 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Выполним экономический расчет согласно предложенным мероприятиям по оптимизации системы борьбы с газовыми гидратами в добычи нефти и газа на X месторождении.

Для этого рассчитаем себестоимость подготовки 1 т товарной продукции (нефть + конденсат) “ДО” проведения мероприятий и “ПОСЛЕ”, а также вычислим экономический эффект от предложенных работ согласно дополнительной добычи. Для расчетов выберем скважину № 16 которая имеет наименьший показатели в увеличении дебита после проведения работ и наихудшие технологические показатели МРП, СПО и т.д. при проведении работы по очистке ствола скважины и выводу на безгидратный режим работы.

В таблице 4.1 приведем исходные данные по скважине “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ”.

Таблица 4.1 – Исходные данные по скважине № 16 Xместорождения

Показатель	Значение	
	ДО	ПОСЛЕ
Дебит скважин по нефти, т/сут	48,5	56,3
Дебит скважин по жидкости, т/сут	56,4	65,4
Коэффициент эксплуатации скважины до МРП, $K_{экс1}$	0,84	0,91
Добыча нефти за год, т.	14 870	18 700
Добыча жидкости за год, т.	17 292	21 723
Кол-во суток в году на ремонте, суток	46	22

В таблице 4.2 запишем исходные экономические показатели для расчетов.

Таблица 4.2 – Исходные данные для экономического расчета

Показатель	Значение	Ед. изм.
Технологические показатели		
Стоимость работы 1 ч. Бригады ПРС/КРС	5 000	руб./ч
Удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин	15 000	Руб/сут
Экономические показатели		
Цена реализации 1 т. нефти на внутреннем рынке	14 500	Руб/т
Удельные затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин в год	5 000 000	руб./скв·
Удельные затраты по сбору и транспорту нефти и газа	100	Руб/т. жид.
Удельные затраты по технологической подготовке нефти	120	Руб/т. жид.
Удельные расходы на электроэнергию на объем жидкости	40	Руб/т. жид.
Налоговые ставки		
Амортизационные отчисления по эксплуатационным затратам	12	%
Амортизационные отчисления по капитальным вложениям	20	%
Ставка НДС	16,5	%
Ставка НДС	18	%
Налог на прибыль	22	%

4.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями

Расчет себестоимости 1 т. нефти вычисляется по следующей формуле:

$$C_n = \frac{Z_n}{Q_n}$$

(4.1)

Где Z_n – итоговые затраты на годовую добычу нефти по скважине, тыс. руб.

Q_n – добыча нефти в году, тыс. т.

Годовые затраты до применения хим. технологии ингибирования вычисляются по формуле [23]:

$$Z_{\Gamma} = Z_{\text{э}} + Z_{\text{доп}} + A \quad (4.2)$$

Где $Z_{\text{э}}$ – эксплуатационные затраты, тыс. руб.

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительные затраты на ремонт и проведение различных работ по скважине, вкл. мех. очистку ствола или тепловую обработку ствола скважин от парафно- или гидратоотложений тыс. руб.

A – амортизационные отчисления, тыс. руб.

Эксплуатационные затраты – это те затраты, которые необходимы для поддержания работы скважины целый год, вне зависимости от применения различных методов интенсификации, ремонтов и т.д. В этот тип затрат входят затраты на обслуживание скважины рабочим персоналом, затраты на сбор, транспортировку и подготовку нефти, добываемой из скважины, и НДС (ежегодный налог, уплачиваемый в зависимости от объема добываемой продукции).

Амортизационные отчисления – вычисляются из суммы все затрат на работу скважины или в проект модернизации, отчисления без капитальных вложений идут в среднем в размере 12% от эксплуатационных затрат и дополнительных затрат. Отчисления от капитальных вложения, идут в размере 20% от капитальных затрат. Капитальные вложения будут присутствовать в расчетах после применения технологии ингибирования.

Тогда, Эксплуатационные затраты вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{э}} = Z_{\text{обс}} + \text{НДС} + Z_{\text{с.т.п.}} \quad (4.3)$$

Где $Z_{\text{обс}}$ – затраты на обслуживание скважин, тыс. руб.;

НДС – налог на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.;

$Z_{с.т.п.}$ – затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин, тыс. руб.

В свою очередь, затраты на обслуживание вычисляются по формуле:

$$Z_{обс} = Z_{об.уд} \cdot N_{скв} \quad (4.4)$$

Где $Z_{обс.уд}$ – удельные средние затраты на обслуживание одной добывающей скважины, тыс. руб. (для месторождения, удельные затраты, как на для месторождения на первой стадии эксплуатации, принимаются в размере 5 500 тыс. руб. в год на 1 добывающую скважину)

$N_{скв}$ – количество рассматриваемых скважин, ед. (в нашем случае скважина одна).

Тогда:

$$Z_{обс1} = 5\,500\,000 \cdot 1 = 5\,500\,000 \text{ руб.}$$

НДПИ вычисляется по формуле:

$$\text{НДПИ} = Q_n \cdot C_n \cdot I_{ндпи} \quad (4.5)$$

Где Q_n – объем добытой нефти в году из скважин, тыс. т.;

C_n – цена реализации 1 т. нефти на внутреннем рынке тыс. руб. за 1 т. (примем в размере 14 500 тыс. рублей/т.)

$I_{ндпи}$ – ставка НДПИ, % (примем для предприятий нефтегазовой отрасли в размере 16,5%).

Тогда:

$$\text{НДПИ}_1 = 14\,870 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 35\,576\,475 \text{ руб.}$$

В свою очередь, затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт}} + Z_{\text{тп}} + Z_{\text{эни}} \quad (4.6)$$

Где $Z_{\text{сбт}}$ – затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, тыс. руб.;

$Z_{\text{тп}}$ – затраты на технологическую подготовку нефти, тыс. руб.;

$Z_{\text{эни}}$ – энергетические затраты, тыс. руб.;

Все затраты этого типа зависят от годовой добываемой жидкости из скважин. Более точно формулу можно расписать следующим образом:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} + Z_{\text{тп.уд.}} \cdot Q_{\text{жп}} + Z_{\text{эни.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (4.7)$$

Где $Z_{\text{сбт}}$ – удельные затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, руб/т. (принимается 100 руб/т.);

$Z_{\text{тп}}$ – удельные затраты на технологическую подготовку нефти, руб/т (120 руб/т);

$Z_{\text{эни}}$ – удельные энергетические затраты, руб/т (принимается как 40 руб/т).

$Q_{\text{жп}}$ – объем добываемой жидкости, идущей на подготовку нефти (в объектах нефтяной промышленности принимается значение в размере 0,25 от объема всей добываемой жидкости с объекта).

Тогда, формулу можно преобразовать к виду:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Q_{\text{ж}} \cdot (Z_{\text{сбт.уд.}} + 0,25 \cdot Z_{\text{тп.уд.}} + Z_{\text{эни.уд.}}) \quad (4.8)$$

Согласно данным таблицы 4.1 и 4.2:

$$Z_{\text{с.т.п.1}} = 17\,292 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 3\,047\,930 \text{ руб.}$$

Тогда, эксплуатационных затрат до модернизации всего будет:

$$\mathcal{E}_{з1} = 3\,047\,930 + 35\,576\,475 + 5\,500\,000 = 44\,124\,405 \text{ руб.}$$

В свою очередь дополнительные затраты будут складываться из затрат на проведение механической очистки ствола скважины и расходов на содержание скважины в ремонтном фонде:

$$\mathcal{Z}_{\text{доп}} = \mathcal{Z}_{\text{ск}} + \mathcal{Z}_{\text{р}}$$

Где $\mathcal{Z}_{\text{ск}}$ – затраты на проведение чисток ствола скважины, тыс. р;

$\mathcal{Z}_{\text{р}}$ – затраты на содержание скважины в ремонтном фонде

Затраты на содержание скважины на ремонте вычисляются из удельных затрат на обслуживание 1 добывающей скважины умноженных на кол-во суток пребывания в ремонтном фонде:

$$\mathcal{Z}_{\text{р}} = \mathcal{Z}_{\text{р.уд}} \cdot T_{\text{рем}}$$

Где $\mathcal{Z}_{\text{р.уд}}$ – удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин (согласно данным компании недропользователя значение $\mathcal{Z}_{\text{р.уд}}=15\,000$ тыс. руб/сутки)

$T_{\text{рем}}$ – кол-во суток в году, когда скважины пребывала в ремонтном фонде на месторождении, сутки.

Затраты на очистку стволов скважин от гидратоотложений вычисляются по формуле:

$$\mathcal{Z}_{\text{ск}} = N_{\text{скв}} \cdot N_{\text{рем}} \cdot T_{\text{рем}} \cdot t_{\text{сут}} \cdot C_{\text{вч}} \quad (4.9)$$

Где $N_{\text{скв}}$ – количество скважин, ед.;

$N_{\text{рем}}$ – количество спуско-подъемных ремонтных мероприятий по удалению гидратоотложений механическими методами, ед;

T – количество дней в году, когда проводились работы по очистке ствола скважин, ед. (примем $T=0,5 \cdot T_{\text{рем}}$);

$T_{\text{сут}}$ – количество часов в сутки, затрачивающееся на операцию скребковая и работы бригады ПРС (планового ремонта скважин), ч. (примем как 12 ч.);

$C_{\text{вч}}$ – стоимость работы вахта-час бригады ПРС (принимаем 5 тыс. руб. в ч.) ч.

Тогда:

$$Z_{\text{ск1}} = 1 \cdot 12 \cdot 0,5 \cdot 46 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 16\,560\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{р1}} = 15\,000 \cdot 46 = 690\,000 \text{ руб.}$$

Отсюда:

$$Z_{\text{доп1}} = 16\,560\,000 + 690\,000 = 17\,250\,000 \text{ руб.}$$

Вычислим далее амортизационные отчисления:

$$\begin{aligned} A_1 &= 0,12 \cdot (Z_{\text{з1}} + Z_{\text{доп1}}) = 0,12 \cdot (44\,124\,405 + 17\,250\,000) \\ &= 7364928,6 \text{ руб} \end{aligned}$$

Тогда вычислим всего годовых затрат на работу исследуемой скважины до оптимизации:

$$Z_{\text{г1}} = 44\,124\,405 + 17\,250\,000 + 7364928,6 = 68\,739\,333,6 \text{ руб.}$$

Отсюда, себестоимость 1 т нефти за 2016 г на месторождении по скважине № 16 будет равна:

$$C_{н1} = \frac{Z_{г1}}{Q_{н1}} = \frac{68\,739\,333,6}{14\,870} \approx 4623 \text{ руб/т}$$

4.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями

Аналогично выполним расчет себестоимости 1 тонны товарной продукции после проведения работ по оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями, в данном случае в формуле (4.2) добавим капитальные вложения в проект и соответственно амортизационные отчисления к этим вложениям, то есть:

$$Z_{г2} = K_{в} + A_{кв} + Э_{з2} + Z_{доп2} + A_2$$

Где $K_{в}$ – капитальные вложения в проект, тыс. руб;

$A_{кв}$ – амортизационные отчисления согласно капитальным вложениям, тыс. руб.

Тогда:

$$Э_{з2} = Z_{обс2} + НДПИ_2 + Z_{с.т.п.2}$$

$$Z_{обс2} = Z_{обс2} = 5\,500\,000 \text{ руб.}$$

$$НДПИ_2 = Q_{н2} \cdot Ц_{н} \cdot I_{ндпи} = 18\,700 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 44\,739\,750 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} Z_{с.т.п.2} &= Z_{с.т.п.} = Q_{ж2} \cdot (Z_{сбт.уд.} \cdot +0,25 \cdot Z_{тп.уд.} \cdot + Z_{эн.уд.}) \\ &= 21\,723 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 3\,692\,910 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$Э_{з2} = 5\,500\,000 + 44\,739\,750 + 3\,692\,910 = 53\,932\,660 \text{ руб}$$

Отметим, что благодаря проведения работ по ингибированию газовых гидратов в стволе скважины сократилось кол-во СПО по скважине, а также кол-во суток пребывания в ремонтном фонде, тогда:

$$Z_{ск1} = 1 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 22 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 3\,300\,000 \text{ руб.}$$

$$З_{р1} = 15\,000 \cdot 22 = 330\,000 \text{ руб}$$

$$З_{доп2} = 3\,300\,000 + 330\,000 = 3\,630\,000 \text{ руб}$$

Отсюда:

$$\begin{aligned} A_2 &= 0,12 \cdot (Э_{з2} + З_{доп2}) = 0,12 \cdot (53\,932\,660 + 3\,630\,000) \\ &= 6\,907\,519,2 \text{ руб} \end{aligned}$$

Далее в таблице 4.3 приведем общую смету затрат на проведение ингибирования за год.

Таблица 4.3 – Затраты на проведение ингибирования гидратоотложений

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Кол-во	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4
Оборудование для дозированной подачи химического реагента	7 500	1х	7 500
Затраты на химические реагенты (закупка, перевоз, хранение)	1 500	1х	1500
Затраты на утилизацию отходов и на мероприятия по безопасному ведению работ	1500	1х	1500
Затраты на монтаж, пуск и поинтервального проведения операции ингибирования	1 200	1х	1 200
Затраты на и электроэнергию	1200	1х	1200
Всего			12 900
Амортизационные отчисления	20 %	1х	2 580
Отчисления в фонд по экологии, страховой фонд и т.д.	15%	1х	1935
Итого			17 415

Тогда годовые затраты на добычу нефти по скважине № 16 с учетом выполнения работ по периодическому дозированию ингибитора будут равны:

$$\begin{aligned} Z_{г2} &= 17\,415\,000 + 53\,932\,660 + 3\,630\,000 + 6\,907\,519,2 \\ &= 81\,885\,179,2 \text{ руб} \end{aligned}$$

Отсюда вычислим себестоимость 1 т товарной продукции после проведения работ:

$$C_{н2} = \frac{Z_{г1}}{Q_{н1}} = \frac{81\,885\,179,2}{18\,700} \approx 4379 \text{ руб/}$$

Вычислим снижение себестоимости добычи нефти по скважине:

$$\Delta C_{н} = \frac{C_{н1} - C_{н2}}{C_{н2}} \cdot 100\% = 5,8\%$$

Отметим, что на скважине, показавшей наихудшие результаты по дополнительной добычи, после проведения работ отмечается снижение себестоимости добычи нефти, в соответствии с этим, можно предположить, что на остальных скважинах экономический эффект будет на 10-15% выше и проект в целом экономически рентабелен.

4.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий

Экономический эффект от проведения процесса ингибирования будет по следующим параметрам[23]:

- Выручка от реализации, млн. руб.;
- Прибыль предприятия, млн. руб.;
- НДС, тыс. руб.;
- Налог на прибыль, млн. руб.;

-Читая прибыль, млн. руб.

Так как, необходимо, рассчитать экономический эффект именно по применению технологии ингибирования, а не только от всех мероприятий по исследуемым скважинам, то каждый параметр будет взят в виде разницы от экономического эффекта от “ДО” и “ПОСЛЕ”. То есть, для оценки реального экономического эффекта по применению ингибированию, такие параметры как выручка от реализации и прибыль предприятия будут рассчитываться из разницы двух вариантов.

Выручка от реализации.

Выручка от реализации определяется как объем добываемый нефти, реализованный на внутреннем или внешних рынках. В данном случае будем использовать внутренний. Выручка от реализации проекта ингибирования, будет определяться, как реализация дополнительной добычи за год. Тогда:

$$V_p = \Delta Q_n \cdot C_n = Q_{\text{доп.скв.№16}} \cdot C_n \quad (4.10)$$
$$V_p = (18\,700 - 14\,870) \cdot 14\,500 = 55\,535\,000 \text{ руб.}$$

Прибыль предприятия.

Прибыль предприятия определяется как разница между выручкой от реализации и затратами на проект. Прибыль от применения ингибирования будет рассчитан, как разница между выручкой от реализации от процесса ингибирования и разницей затрат до применения технологии и после.

Тогда:

$$P_n = V_p - (Z_{r2} - Z_{r1}) \quad (4.11)$$
$$P_n = 55\,535\,000 - (81\,885\,179,2 - 68\,739\,333,6) = 42\,389\,154,4 \text{ руб.}$$

Налог на добавленную стоимость.

НДС вычисляется по формуле:

$$\text{НДС} = B_p \cdot c_{\text{ндс}} \quad (4.12)$$

Где $c_{\text{ндс}}$ – ставка НДС (принимается, как 20%), %.

Тогда:

$$\text{НДС} = 55\,535\,000 \cdot 0,2 = 11\,107\,000 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль.

Налог на прибыль вычисляется, по формуле:

$$H_n = (P_n - \text{НДС}) \cdot c_{\text{нп}} \quad (4.13)$$

Где $c_{\text{нп}}$ – ставка налога на прибыль (примем как 22%), %

Тогда:

$$H_n = (42\,389\,154,4 - 11\,107\,000) \cdot 0,22 = 6\,882\,073,968 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль.

Чистая прибыль вычисляется по формуле:

$$Ч_n = P_n - H_n - \text{НДС} \quad (4.14)$$

$$Ч_n = 42\,389\,154,4 - 6\,882\,073,968 - 11\,107\,000 = 24\,400\,080,432 \text{ руб.}$$

В таблице 4.4 приведем итоги экономического расчета.

Чистая прибыль предприятия от реализации применения системы ингибирования в сочетании с проведением механических чисток ствола скважин при борьбе с гидратоотложениями за 2017 г по скважине № 16 составила около 24 млн. рублей.

Отметим, что итоговая прибыль предприятия складывается не только из-за дополнительной добычи за год, но и за счет сокращения работу по

очистке ствола скважины, его динамики, а также из-за снижения кол-во суток пребывая скважины в ремонтном фонде. В целом по скважине № 16 дополнительная добыча нефти за 2017 г составила 3830 т или 26%.

Таблица 4.4 – Итоги экономического расчета

Показатель	Ед. изм.	Значение
Выручка от реализации дополнительной добычи нефти от мероприятия	Млн. руб.	55,5
Прибыль предприятия	Млн. руб.	42,4
Чистая прибыль	Млн. руб.	24,4
Затраты на добычу до применения ингибирования	Млн. руб/год	68,7
Затраты на добычу после применения ингибирования	Млн. руб/год	81,8
Увеличение затрат	%	19
Увеличение годовой добычи	%	26
Снижение себестоимость подготовки 1 т нефти с скважины, %		5,7

С учетом того, что на остальных исследуемых скважинах (№ 5, 9, 48) технологические показатели по среднесуточному дебиту и годовую добычи лучше в сравнении с этой скважиной, то можно сделать вывод, что проект применения метанола в качестве ингибитора газовых гидратов в условиях X месторождения экономически рентабелен и можно данную технологию в дальнейшем применять по остальным скважинам.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко К.В.

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Комплексные методы борьбы с осложнениями при разработке Хместорождения.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является метанол, используемый для оптимизации системы борьбы с гидратоотложениями в добывающих скважинах.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>В данном разделе рассматриваются правовые основы, экологические и организационные вопросы перед началом работы с метанолом и сосудами, работающими под давлением. Рассмотрены :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны» 2 ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>При использовании метанола его пары являются, опасны для человека, так и для окружающей среды. Именно для вод, почвы и воздуха.</p> <p>Для прогнозирования и контроля загрязнения окружающей среды метанолом осуществляется по гигиеническим нормативам в форме его ПДК в воздухе и воде.</p>

3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия паров метанола на атмосферу; – Анализ воздействия объекта на гидросферу ; – Анализ воздействия объекта на человека.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В данном разделе рассмотрены наиболее вероятные ЧС при проведении работ с метанолом, которые могут привести к травмам так и гибель людей.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко К.В.		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Безопасность жизнедеятельности при проведении работ

5.1.1 Общие сведения о метаноле и действие его на организм человека

Применение метанола в нефтегазовой промышленности требует особого внимания к технике безопасности проведения работ, так как реагент является токсичным и необходимо вести строгий контроль за его применением, а также соблюдать правила перевозки и хранения на объектах нефтегазодобычи и проводить мероприятия по защите окружающей среды от вредного влияния на экологию.

Метанол CH_3OH – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху отдаленно напоминающая этиловый спирт. Удельный вес 0,79, температура кипения $64,7^\circ\text{C}$. Растворит в воде, спиртах в любых соотношениях. Температура вспышки $+ 8^\circ\text{C}$, взрывоопасен, предел воспламенения % (объемные доли) 6,7-84,7. Химическая формула метанола представлена на рисунке 5.1.

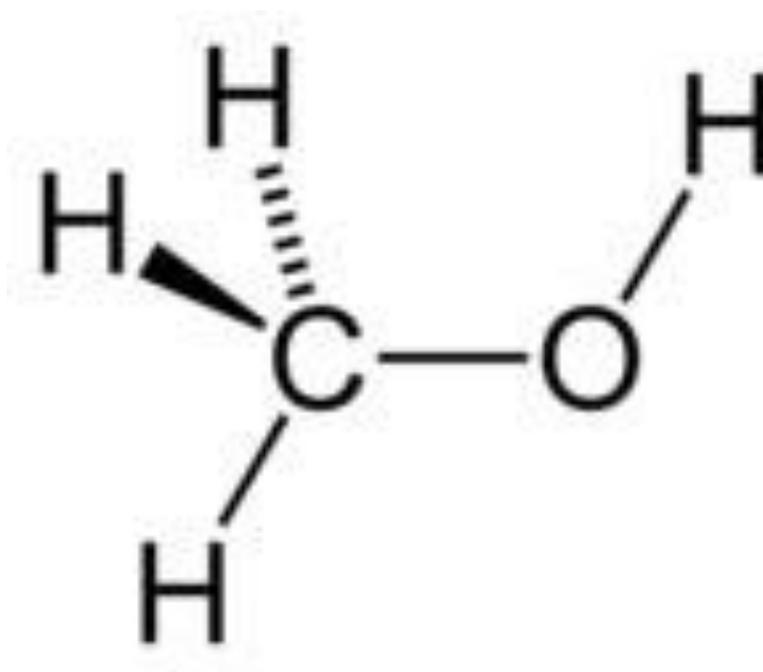


Рисунок 5.1 – Структурная формула молекулы метанола CH_4O

Метанол является сильным ядом, действующий преимущественно на нервную-сосудистую систему. Отравления метанолом возможны: при введении внутрь, через желудок; при вдыхании его паров; контакте с кожными покровами (ополаскивания рук в метаноле, втирании, смачивания метанолом одежды и обуви). Приём внутрь порядка 10 мл метанола может приводить к тяжёлому отравлению, попадание в организм более 80-150 миллилитров метанола (1-2 миллилитра чистого метанола на килограмм тела) обычно смертельно. Токсический эффект метанола развивается на протяжении нескольких часов, и эффективные antidotes способны уменьшить наносимый вред. Опасен для жизни не только чистый метанол, но и жидкости, содержащие этот яд даже в сравнительно небольшом количестве.

Симптомы отравления метанолом: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, мелькание в глазах, ослабление зрения, обмороки. Симптомы отравления могут появляться через несколько часов или через 1-2 дня.

Действие высоких концентраций паров метанола сопровождается резким раздражением глаз и дыхательных путей. Могут наблюдаться случаи обморока с последующей головной болью, тошнотой, опьянением и ослаблением зрения. При длительном действии малых концентраций паров метанола (в течении недель, месяцев) наблюдается явление кумуляции и отравление развивается постепенно, выражаясь в раздражении глаз и верхних дыхательных путей, головных болях, звоне в ушах, дрожании рук, невритах, расстройствах зрения и болях в правом подреберье.

Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны равна 15 мг/м³ (максимально-разовая) и 5 мг/м³ (среднесменная). Для сравнения, у изопропилового спирта: 10 мг/м³, у этанола - 1000 мг/м³), ПДК в воздухе населенных мест равна 1,0 мг/м³ (у изопропилового спирта 0,6 мг/м³, у этанола — 5 мг/м³. В то же время, по данным порог восприятия запаха этого вещества может достигать ~ 1600 мг/м³; и даже 8940 мг/м³. Во всех

случаях отравления метанолом необходимо немедленно обратиться за медицинской помощью [24].

5.1.2 Профилактика отравления и первая помощь при отравлении метанолом

При работе с метанолом нельзя допускать образования в рабочих помещениях концентраций метанола выше допустимой - 5 мг/м^3 . Поэтому в работе в закрытых помещениях, не имеющих общеобменной вентиляции, обязательно применение шлангового противогаза.

При работе с метанолом необходимо использовать средства индивидуальной защиты (рис. 5.2). Рабочие должны работать в резиновых фартуках, резиновых сапогах, резиновых перчатках, в защитных очках, иметь противогаз с коробкой соответствующей марки. После работы вся специальная одежда должна быть тщательно промыта водой с мылом.



Рисунок 5.2 – Элементы защитой одежды персонала при проведении работ с различными реагентами на нефтегазовых месторождениях

Категорически запрещается пробовать метанол на вкус, мыть руки и стирать специальную одежду метанолом, выносить за пределы подразделения, засасывать через шланг ртом и находиться в загазованном парами метанола помещении без противогаза. Запрещается также работа с метанолом при неработающей вентиляции и хранение метанола вместе с этиловым спиртом.

При попадании метанола на тело, руки необходимо смыть его большим количеством воды. При попадании метанола на специальную одежду ее следует снять, а самому обмыться под душем. Загрязненную специальную одежду нужно проветрить, а затем сдать в химчистку.

При отравлении метанолом необходимо вывести (вынести) пострадавшего на свежий воздух и вызвать машину «Скорая помощь». До прибытия скорой медицинской помощи следует принять следующие меры:

- обеспечить согревание тела;
- уложить на спину; -
расстегнуть стесняющую одежду;
- при необходимости сделать искусственное дыхание.

При попадании метанола в организм человека необходимо срочно обратиться за медицинской помощью. Необходимо: неоднократное (3-5 раз) промывание желудка (принять до 2-3 стаканов 5% раствора соды или теплой воды и затем вызвать рвоту). После промывания выпить 2-4 литра 5% раствора питьевой соды. При отравлении метанолом антидотом является этанол, который вводится внутривенно в форме 10 % раствора капельно или 30—40 % раствора перорально из расчёта 1—2 грамма раствора на 1 кг веса в сутки [24].

5.1.3 Допуск к работе с метанолом на производстве

К самостоятельной работе с метанолом допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительный (периодический) медицинский осмотр в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России, прошедшие инструктаж об опасности метанола, обучение по охране труда в порядке, установленном на предприятии, получившие допуск к самостоятельной работе.

Порядок обучения работников Общества, их ознакомления с опасностями при использовании метанола и допуск к работе изложен в

действующем Стандарте «Обязательное обучение работников». Рабочие подразделений, в которых обращается метанол:

- проходят повторный инструктаж по безопасной работе с метанолом не реже одного раза в три месяца с оформлением в личных карточках прохождения обучения;

- проходят проверку знаний правил инструкции по обращению с метанолом не реже одного раза в 12 месяцев в комиссии подразделения; - обеспечиваются специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты.

Работникам подрядных организаций проводится: - вводный инструктаж об опасности метанола с подписью в графе журнала вводного инструктажа «подпись инструктируемого по метанолу»; - инструктаж по правилам безопасности и производственной санитарии проведения работ с обязательным отражением вопросов об опасности метанола. В подразделениях, где используется метанол, издается распорядительный документ за подписью руководителя 3 уровня, с определением лиц, ответственных за обеспечение безопасности при работе с метанолом при его приеме, транспортировке, хранении, отпуске, учете и т.д. и допущенных к самостоятельной работе с метанолом. Актуализация распорядительного документа производится в случае изменения лиц, указанных в данном документе [2].

5.1.4 Пожарная безопасность при работе с метанолом

Автотранспорт, используемый для перевозки метанола и емкости для его хранения должны оборудоваться искрогасителями и приспособлениями для устранения действия статического электричества. Электрооборудование, применяемое при работе с метанолом, должно иметь взрывозащищенное исполнение согласно ГОСТ.

В помещениях для хранения метанола общеобменная, приточно-

вытяжная механическая вентиляция должна работать круглосуточно. Мощность аварийной вентиляции совместно с постоянно действующей вентиляцией должна обеспечивать не менее чем 6-кратный обмен воздуха в час.

Емкости (бочки) с метанолом необходимо защищать от действия прямых солнечных лучей и отопительных приборов.

Все производственные объекты, где используется метанол, должны быть обеспечены средствами пожаротушения по перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора.

Пожаро- и взрывоопасность производственных объектов и процессов, а также мест хранения метанола, должна быть обеспечена как в их рабочем состоянии, так и в случаях возникновения аварийной ситуации в соответствии с требованиями ГОСТ [19].

5.2 Защита недр и окружающей среды

5.2.1 Прием и хранение метанола

При приеме от поставщиков метанола, поставляемого, к примеру, железнодорожным транспортом, получатель обязан сопровождать цистерны с метанолом с момента передачи их транспортной организацией под слив в ТСЦ. При необходимости обеспечить их охрану (рис. 5.3).

При сливо-наливных операциях железнодорожные цистерны, а также помещения, в которых проводятся такие работы, должны находиться в огражденной зоне. Сливать метанол из железнодорожной цистерны следует по герметичной системе при помощи насоса. Слив производится полностью без остатка продукта, в присутствии ответственного за прием метанола. Во время слива необходимо контролировать работу насоса, сливных устройств, не допуская нарушения герметичности системы.



Рисунок 5.3 – Вагон-цистерна для перевозки метанола или других химических реагентов

Железнодорожная цистерна после слива метанола промывается в течение 4-5 часов, удаляется конденсат, сушится, пломбируется и сдается представителю железнодорожной станции. После приема метанола в емкость для хранения запорная арматура у насоса и емкости с метанолом, находящаяся вне помещения, пломбируется, о чем делается запись в вахтовом журнале.

Объекты, на которых хранится или используется метанол, обеспечиваются средствами сигнализации, приточно-вытяжной вентиляцией, специальным ограждением и круглосуточной охраной. Входная дверь на объект закрывается на замок и пломбируется.

Тара из-под метанола, а также шланги, используемые при сливе метанола, должны быть промыты водой путем не менее двукратного заполнения и складироваться вне помещения хранения и использования

метанола. Тару из-под метанола для хранения и перевозки других продуктов использовать запрещается.

Метанол перевозят всеми видами транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта, в специально выделенных железнодорожных цистернах, автоцистернах, контейнерах, стальных бочках, бутылках. Транспортировать метанол в оцинкованных емкостях запрещается.

Емкости, в которых содержится метанол, оснащаются средствами контроля уровня и устройствами, исключающими перелив. Применение мерных стекол запрещается. Площадка с емкостями для хранения метанола должна быть обвалована.

Двери помещений для хранения метанола закрываются на замок и пломбируются (опечатываются). Помещение должно быть оборудовано охранной сигнализацией, при срабатывании которой подается звуковой сигнал в помещение операторной.

На территории НГДУ разрешается транспортировка метанола в бутылках или других емкостях с надписью «Яд», «Огнеопасно» с изображением знака ядовитых веществ без пломбы.

Со склада в цех должно выписываться такое количество метанола-яда, какое необходимо для проведения работ по скважинам или добывающему оборудованию. В случаях, когда полученный метанол не был израсходован, остаток необходимо сдать на склад или поместить в специальное хранилище или несгораемый шкаф. Хранилище, несгораемый шкаф должны закрываться на замок и опечатываться.

Закачка метанола в мерники или в производственные аппараты должна производиться с помощью насосов, а из подвижной тары (бочек, бутылей и т.п.) с помощью вакуума. Ручной разлив допускается лишь для малых количеств метанола (не более 3 литров). Переливание ведрами и сифонами с засасыванием ртом запрещается. Порожня тары из-под метанола должны быть немедленно промыты водой в количестве не менее двух объемов тары.

Работу с метанолом в помещении следует производить при постоянно действующей вентиляции. В подразделениях должен осуществляться систематический контроль за состоянием воздушной среды на содержание метанола по графику и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических мероприятий.

Производственные помещения, в которых используется метанол, должны иметь: легко смываемые полы, изготовленные из непроницаемого для метанола материала, с уклоном и стоками смывных вод; гидранты для воды; общеобменную вентиляцию; возможность естественного проветривания [25].

5.2.2 Экологическая безопасность при применении метанола в нефтегазовой промышленности

Риски загрязнения окружающей среды метанолом.

Загрязнение окружающей среды метанолом происходит в результате его аварийных выбросов или разливов при производстве, транспортировке и применении данного вещества. При этом количество аварийных выбросов или разливов метанола, или промышленных сточных вод, содержащих это вещество нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно.

Самый большой риск загрязнения окружающей среды метанолом представляет его транспортировка на нефтегазодобывающие предприятия. Известно, что транспортная схема обеспечения таких предприятий метанолом, включает несколько этапов, а именно [26]:

- залив метанола в железнодорожные цистерны на заводе-изготовителе и их транспортировка на головную базу,

- перелив метанола из железнодорожных цистерн в стационарные емкости для хранения, подготовка метанола к использованию путем добавления красителя или одоранта,

- перелив метанола из стационарных емкостей в автомобильные цистерны и их транспортировка до базы метанола на нефтегазодобывающем предприятии, где осуществляется перелив метанола из автомобильных цистерн в стационарные емкости

- перелив из стационарных емкостей в другие автомобильные цистерны и транспортировка метанола на конкретные объекты потребления.

Примером чрезвычайно высокого риска для водной среды является транспортировка метанола в короткий летний период навигации на грузовых судах по реке Обь и Тазовской губе (морскому заливу) на Юрхаровское газоконденсатное месторождение Надым-Пур-Тазовского нефтегазоносного региона. Как известно, река Обь и Тазовская губа относятся к водоемам высшей рыбохозяйственной категории, как местам нагула ценных пород осетровых и сиговых рыб.

Альтернативой к экологически небезопасной транспортировке метанола на весьма большие расстояния, как по суше, так и по воде, может быть создание малотоннажного производства метанола в форме мини-заводов в непосредственной близости к месту его использования, то есть в районе добычи природного газа, а также вторичное использование отработанного метанола путем его регенерации. Подобного рода мини-заводы с упрощенной технологической схемой монтируются в быстро воспроизводимом модульном сооружении и позволяют полностью отказаться от централизованного снабжения нефтегазодобывающих предприятий метанолом.

Контроль загрязнения окружающей среды метанолом.

Контроль загрязнения окружающей среды метанолом осуществляется по гигиеническим нормативам в форме его ПДК в воздухе и воде, а на человеке в производственных условиях в форме предельно допустимого

уровня (ПДУ) метанола на коже его рук (таблица 5.1) [9]. Здесь под ПДК вещества в воздухе рабочей зоны подразумевается концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья. ПДК вещества максимальная разовая - концентрация в воздухе населенных мест, которая при вдыхании в течение 30 мин не должна вызывать рефлекторных реакций в организме человека; ПДК вещества среднесуточная - концентрация в воздухе населенных мест, которая не должна оказывать на человека негативного воздействия при неопределенно долгом вдыхании; ПДК вещества в воде водоема - концентрация, которая не должна оказывать негативного влияния на организм человека и не должна ухудшать гигиенические условия водопользования; ПДУ вещества на коже рук - концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья[27].

Таблица 5.1 - Гигиенические нормативы метанола для различных сред и человека

Гигиенический норматив	Среда и человек	Значение
Предельно допустимая концентрация	В воздухе рабочей зоны	5 мг/м ³
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	1 мг/м ³
	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,5 мг/м ³
	В воде водных объектов	3 мг/л
Предельно допустимый уровень	На коже рук	0,02 мг/см ²

Однако считается, что определение метанола в биологических средах человека (крови и моче) более актуально, чем определение данного вещества в атмосферном воздухе, поскольку разовая непродолжительная проба в зоне дыхания может неадекватно отражать общее воздействие метанола на организм [4].

Способы утилизации и очистки сточных вод и почв, содержащих метанол.

Как известно сточные воды, образуемые на предприятиях газовой промышленности, наряду с метанолом содержат ряд других специфических компонентов (углеводороды, фенолы, гликоли, сероводород и другие вещества). При этом способ утилизации подобного рода сточных вод, например, сжиганием на так называемых газофакельных установках не является экологически безопасным, так как опасные продукты сгорания компонентов сточных вод поступают в атмосферный воздух, затем оседают на почву и открытые водные объекты.

К другому способу утилизации сточных вод, широко практикуемому в нефтегазовой промышленности, относится их подземное захоронение. Оно осуществляется путем закачки сточных вод в глубокие, надежно изолированные водоносные горизонты, не содержащие пресных, бальнеологических, минеральных и термальных вод. Подземное захоронение сточных вод в область депрессионной воронки в водонапорной системе разрабатываемого месторождения природного газа может быть осуществлено при невозможности очистки сточных вод от метанола и других компонентов до требуемых ПДК. Так, например, утилизация не поддающихся очистке сточных вод Астраханского газоконденсатного комплекса, производится путем их закачивания через скважины в пласт триасово-нижнемеловых отложений на глубину около 2000 м [28].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данном этапе своего обустройства X месторождение находится на первой стадии разработки и характеризуется стабильно высокими дебитами по нефти и газу (до 65-70 т/сут), а также незначительной обводенностью (менее 15%). В планах предприятия выйти на проектный фонд добывающих скважин в количестве 46 ед. со средним дебитом новых скважин по нефти в диапазоне 95-105 т/сут.

Однако, как и на любом другом нефтегазовом месторождении в разработке X месторождения есть ряд осложнений, связанных с добычей флюида из-за которых могут быть не соответствие текущих и проектных показателей добычи или, к примеру, данные осложнения могут привести к увеличивающийся затраты на среднегодовую добычу продукции.

К такого рода осложнениям на месторождения прежде всего можно отнести проблему гидратоотложения, проблему АСПО и механических примесей. Так к примеру “ведущей” проблемой в разработки месторождения является проблема гидратоотложений (около 25% всех поломок ДО за отчетный период). Так до 2017 г основными мероприятиями по борьбе с газовыми гидратами на месторождении были вывод скважины на “безгидратный” режим работы совместно с периодической очисткой ствола скважин раз в неск. месяцев. Однако за период 2012-2016 гг данный комплекс работ показал свою не эффективность, так процент скважин с проблемой гидратоотложений на месторождении ежегодно только увеличивается и более того усложняется и динамика очистных работ, так если в 2012 г необходимо было проводить 8-9 спуско-подъемных операций по очистке ствола скважины с интервалом в 2,5 – 3 месяца, то к началу 2017 г динамика СПО составляет 15-16 раз в среднем, с интервалом в 24-25 суток, что естественно приводит к увеличению затрат на обслуживание скважин и к не достижению проектных показателей добычи.

В качестве ингибитора был выбран раствор метанола (метанола в объеме 25%, минерализованной воды об. 70% и около об. 5% объема -

различные ПАВ). Так же в пользу данного реагента можно сделать выбор из-за его простоты и надежности использования на различных НГДУ в странах СНГ и многолетне накопленном опыте проведения работ.

Как итог на 4-х скважинах (№№ 9, 16, 25, 45), что имели комплексные проблемы в работе ДО и неоднократно пребывали в ремонтном фонде, как по причине гидратоотложений, так и из-за других осложнений (мех. примеси, АСПО и др.) в добыче, были проведены работы по успешному внедрению данной технологии в сочетании с очистными работами по стволу скважины. Так на скважинах отмечается увеличение МРП на 37%, среднесуточных дебитов на 8,9 т/сут по нефти, кроме того благодаря использованию ингибитора отмечает общее сокращение динамика очистных работ по скважинам до показателей 2012-2014 гг. На всех исследуемых скважинах за 2017 г не было отмечено ни одной поломки ДО по причине гидратоотложений. Итоговая дополнительная добыча составила в среднем 2 956 т нефти на скважину (всего 12 824 т нефти).

В связи с этим и получается экономическая эффективность от предложенных мероприятий, так по скважине № 16 по которой отмечается наименьшие показатели увеличения среднесуточного дебита по нефти (7,8 т/сут) экономическая прибыль за 2017 г составила в размере около 24 млн рублей, что подтверждается соответствующими расчета, сделанным в экономической части работы. В соответствии с этим можно считать, что технологически, так и экономически эффективными и данный комплекс работы можно рекомендовать для дальнейшего применения на остальных скважинах с проблемой газовых гидратов . Так же с учетом того, что основное вещество в составе ингибитора (метанол) крайне ядовито для человека и оказывает негативное влияние на окружающую среду то в работе рассмотрены вопросы по безопасности жизнедеятельности и защиты окружающей среды при проведении работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Технология и геологопромысловое сопровождение кустового горизонтального бурения нефтедобывающих скважин в сложных карбонатных коллекторах рифея X нефтегазоконденсатного месторождения: монография / под ред. д-ра геол.-минерал. наук А.Г. Вахромеева. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2016. – 224 с.
- 2) С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина. Газовые гидраты. –М.: Химия, 1980 г. – 296 с., ил.
- 3) Борхович С.Ю. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие - Ижевск, 2005 г. – 52с.
- 4) Мельников В.П. Метастабильные состояния газовых гидратов при давлениях ниже давления равновесия лед-гидрат-газ / Мельников В.П., Нестеров А.Н., Поденко Л.С., Решетников А.М., Шаламов В.В. // Криосфера Земли. - 2011. – Т. 15. – № 4. – С. 80-83.
- 5) Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986 – 300 с.
- 6) Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.
- 7) Савич А.Д., Шумилов А. В. Промыслово-геофизические исследования горизонтальных скважин после бурения. Геофизика, №5, 2009, С. 65-72.
- 8) Хасаншина А.А. Эффективный ингибитор льдо- и гидратообразования // В сборнике: Научное и образовательное пространство: перспективы развития Сборник материалов X Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 178-179.
- 9) Глебова Л.В. Методы борьбы с гидратообразованием / Глебова Л.В., Медникова О.Л. // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 3 (54). – С. 71-73.

- 10) Рябченко В.Н., Зощенко Н. А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Харсала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз", Красноярск, Россия, 2011. – 31 с.
- 11) Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2010, – 565 с.
- 12) Общая нефтяная и нефтепромысловая геология: учебник / Абрикосов И.Х., Гутман И.С. – М.: Недра, 2011. – 272 с.
- 13) Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата Сургут: Сургутнефтегаз, 2010. – 384 с.: 208 илл. — ISBN 978-5-93278-069-5, ISBN 978-5-93278-071-8.
- 14) Кинсфатор А.Р., Киселев В.М. Специфика геологического строения Юрубченской залежи, обусловленная трещиноватой структурой пласта-коллектора // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. – Красноярск, 2011. – Вып. 9. – С. 351–358.
- 15) Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: Материалы 12-й междунар. науч.-техн. конф., 15–17 мая 2013 г. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2013. – 102 с. ISBN 978–5–7511–2188–4
- 16) Конторович А.А. – Оценка запасов нефти, газа и конденсата Хместорождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). – 229 с
- 17) Пухлий В.А. Очистка сточных вод от метанола и ацетона / Пухлий В.А., Журавлев А.А., Померанская А.К., Пухлий П.В. // Энергетические установки и технологии. – 2016. – Т. 2. – № 2. С. 68-77.
- 18) Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности: учебник для студентов высш. учеб. заведений / С.В.Белов, А.В.Ильницкая, А.Ф.Козьяков [и др.] // под ред. С.В.Белова. – 8-е изд., стер. - М.: Высш. шк., 2009. – 616 с.: ил.
- 19) Возженников К.Ю. К вопросу гидратообразования в условиях заполярного нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 129-131.

20) Харитонов В.В., Шленкин С.И., Зренинов В.А. и др. Нефтегазононость докембрийских толщ Куябинско-Харела нефтегазонакопления. Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2011. – Т.6. – №1.

21) Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья // Учебно-методическое пособие. — Нижний Новгород: ННГУ, 2012. — 93 с.

22) Кривошеева К.А. Газовые гидраты и технологии их добычи / Кривошеева К.А., Пинчук Т.Н. // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 114-119.

23) Попов И. П., Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие / И.П. Попов, Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 319с.

24) Малютина Н.Н. Патофизиологические и клинические аспекты воздействия метанола и формальдегида на организм человека / Малютина Н.Н., Тараненко Л.А // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 2. – 11 с.

25) Ксёنز, Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учеб. пособие / Т.Г. Ксёنز. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

26) Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

27) Андреев О.П. Решение проблемы геоэкологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. / Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В.// - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 78 с.

28) Панов Г.Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: учебник / Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. - М.: Недра, 2010 – 244 с.

