

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация технологических решений в осложненных условиях эксплуатации скважин на месторождении X

УДК 622.276.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Новоселов Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Новоселов Александр Сергеевич

Тема работы:

Оптимизация технологических решений в осложненных условиях эксплуатации скважин на месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-122

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Учебная литература, публикации, интернет источники, фондовые материалы.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Теоретические аспекты исследования осложненных условий на месторождении</p> <p>2. Характеристика Ванкорского месторождения</p> <p>3. Разработка новых методов борьбы с осложнениями</p> <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>5. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Теоретические аспекты исследования осложненных условий на месторождении	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Характеристика Ванкорского месторождения	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Разработка новых методов борьбы с осложнениями	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент к.т.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Теоретические аспекты исследования осложненных условий на месторождении
Характеристика Ванкорского месторождения
Разработка новых методов борьбы с осложнениями
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н		
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Новоселов Александр Сергеевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01. Нефтегазовое

дело

Уровень образования

бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового

дела

Период выполнения _____ (весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	Теоретические аспекты исследования осложненных условий на месторождении	20
03.04.2020	Характеристика Ванкорского месторождения	30
24.04.2020	Разработка новых методов борьбы с осложнениями	30
15.02.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Мария Радиевна	к.г.н		29.02.2020

Консультант (присутствующий)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, в том числе 9 рисунков. Список литературы включает 39 источников.

Ключевые слова: ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, КИСЛОТНАЯ ПРОМЫВКА, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН.

Объектом исследования является механизированный фонд скважин на Ванкорском месторождении.

Цель работы – обзор существующих осложнений при эксплуатации добывающих скважин на Ванкорском месторождении, поиск технологических решений для предотвращения и борьбы с основными осложнениями, эффективность их применения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения об основных видах осложнений при эксплуатации добывающих скважин. Предложены мероприятия по борьбе и предупреждению осложнений. Представлен современный опыт внедрения закачки ингибитора в скважину, как способ борьбы против осложнений различного происхождения.

Проведены расчеты экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин установками электроцентробежного насоса.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	9
1.1 Понятие осложненные условий эксплуатации скважин на месторождении	9
1.2 Виды осложнений при эксплуатации скважин на месторождении	9
1.3 Проблемы эксплуатации скважин в осложненных условиях	10
1.4 Асфальто-смоло-парафиновые отложения	17
1.5 Используемые технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании	24
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	33
2.1 Общая характеристика месторождения	33
2.2 Стратиграфия и литология	36
2.3 Нефтегазоность разреза	38
2.4 Свойства продуктивных горизонтов	40
2.5 Физико – химические свойства нефти, газа и воды	41
2.6 Осложнения на месторождении при добыче нефти	43
3 РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ	56
3.1 Предлагаемые мероприятия для устранения осложнений	56
3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий по борьбе с осложнениями	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1 Экономическая эффективность при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин	67
4.1.1 Пример расчета эффективности кратковременной эксплуатации скважин	69
4.1.2 Непрерывная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом	70

4.1.3	Периодическая эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом	72
4.1.4	Кратковременная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса	74
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	80
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	80
5.1.2	Организационные мероприятия	80
5.2	Анализ выявленных вредных и опасных факторов	82
5.2.1	Вредные вещества	82
5.2.2	Повышенный уровень шума	82
5.2.3	Отклонения показателей климата на открытом воздухе	83
5.2.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	83
5.2.5	Механические опасности	86
5.2.6	Давление	86
5.2.7	Электробезопасность	87
5.3	Экологическая безопасность	88
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.4.1	Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций	93
5.4.2	Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайных ситуациях	94
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования заключается в том, что разработка нефтяных месторождений связана с различными осложнениями технологических процессов бурения, эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. Предотвращение осложнений связано с большими затратами, а в ряде случаев приходится вносить существенные изменения в проектные решения.

Особо сложные условия освоения месторождений связаны с орогидрографическими и климатическими факторами, слабым экономическим развитием регионов, а также сложным геологическим строением нефтеносных пластов и насыщающих их флюидов.

Целью данной работы является разработка оптимизации технологических решений в осложненных условиях эксплуатации скважин на Ванкорском месторождении. В соответствии с поставленной целью в работе необходимо решить следующие задачи, определившие логику работы и его структуру:

- дать определение осложненным условиям эксплуатации скважин на месторождении
- исследовать виды осложнений при эксплуатации скважин на месторождении;
- рассмотреть используемые технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании;
- исследовать осложнения на месторождении при добыче нефти на Ванкорском месторождении;
- разработать мероприятия для устранения осложнений;
- дать оценку эффективности предлагаемых мероприятий по борьбе с осложнениями;
- произвести расчет экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин;

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Понятие осложненные условий эксплуатации скважин на месторождении

Проблема эксплуатации скважин в осложнённых условиях является одной из важнейших при механизированной добыче нефти. В работах [1, 2] отмечается важность изучения механизма явлений, связанных с присутствием песка в стволе скважины. Согласно [2], к осложненным условиям при насосной добыче относятся высокая вязкость нефти, эмульсии, парафинообразование, солеобразование, коррозия, наличие песка, газа и т.д.

1.2 Виды осложнений при эксплуатации скважин на месторождении

Авторы работы [3] обращают внимание на такие осложнения, как образование эмульсий, отложение неорганических солей, асфальто-смоло-арафиновые отложения, механические примеси в добываемой продукции. Факторами, влияющим на работу УЭЦН в нефтяных скважинах, являются, согласно [4], свободный газ, вода, отложения солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить согласно [4] в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи. Методы добычи нефти из скважин, особенно такие, как интенсификация, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, являясь по своей сути технологическими приёмами, несомненно, воздействуют на геологические осложняющие факторы, ослабляя или усиливая их [4]. В отдельную группу можно выделить причины, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок. Это внутренний диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружных установок. Перечисленные выше осложнения, воздействуя порознь или совместно, серьёзно ухудшают технико-экономические

показатели эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами [4].

Ввод в разработку месторождений, содержащих нефти с высоким газовым фактором [5, 6, 7], вызвал существенный рост осложнений, связанных с влиянием свободного газа на работу ЭЦН. К такому же эффекту приводит применение газовых методов повышения нефтеотдачи пластов и закачка двуокиси углерода [7]. Острейшей проблемой является эксплуатация осложнённых скважин юрских и ачимовских пластов с прорывами значительных объёмов свободного газа при снижении динамического уровня [8]. 24

Интенсификация добычи нефти, связанная со значительным снижением забойных давлений, привела к появлению целого комплекса осложнений – засорение и износ рабочих органов ЭЦН абразивными частицами горных пород и проппанта после гидроразрыва, отложения солей в проточной части и на корпусных деталях УЭЦН, перегревы и отказы узлов по температуре, усиление вредного влияния свободного газа [9, 8, 10]. Увеличение напоров насосов и мощностей погружного электродвигателя (ПЭД), необходимое для интенсификации, привело к значительному росту длин установок ЭЦН – до 50 метров и более, что заметно снизило надёжность, особенно в искривлённых скважинах. Увеличение глубин спуска УЭЦН резко усилило негативное влияние фактора температуры. Скважины, в которых УЭЦН эксплуатируются в периодическом режиме со срывами подачи из-за вредного влияния свободного газа и низкого притока, составляют значительную часть фонда.

1.3 Проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях

Проблема эксплуатации периодических скважин УЭЦН стала весьма серьёзной [11]. Возросла доля скважин часто-ремонтируемого фонда, существенно снизились межремонтный период и наработка на отказ. Кроме того, многие осложнённые скважины находятся в бездействии, поскольку серийным насосным оборудованием освоить их не удастся. Даже если

нефтедобывающие предприятия географически расположены недалеко друг от друга, у них могут быть свои проблемы и факторы, осложняющие работу погружных насосных установок. Так, месторождения ОАО «Варьёганнефтегаз» характеризуются наличием высокого газового фактора и значительными температурами пласта, а специалисты ООО «СП «Ваньёганнефть» постоянно сталкиваются с проблемами выноса механических примесей и коррозии. Проблемные пласты (ПК-1,2), в скважинах которых наработка УЭЦН составляет всего около 100 суток, имеются и на Самотлоре [12]. Анализ причин отказов скважинного оборудования УЭЦН показал [13], что за последнее время существенно возросли аварийные отказы, получившие название «полёт ЭЦН», с расчленением погружных насосных агрегатов или колонны насосно-компрессорных труб, после которого происходит падение частей или всего агрегата на забой скважины. Одной из основных причин такого рода аварий, как показано в [13], является повышенная вибрация насосных агрегатов. Уровень вибрации зависит от конструкции, качества изготовления и особенностей режимов работы погружных насосных установок [13]. Повышенное содержание механических примесей, вызывающее ускоренный износ, и расположение погружного агрегата в зоне большой кривизны способствуют увеличению вибрации, что негативно сказывается на величине наработки на отказ. Исследования [14] насосных секций нескольких конструктивных исполнений на жидкости с абразивом показали, что при прогрессирующем радиальном износе вибрация изменяется нелинейно во времени. Сначала она нарастает в малом темпе, а затем происходит её резкое увеличение. При прогрессирующем осевом износе вибрация растёт незначительно. Распределение суммарного износа по длине насоса зависит при прочих равных условиях от конструктивных особенностей секции и наличия в её составе износостойких промежуточных и концевых подшипников. Согласно [14], в качестве предельной допустимой величины радиального износа следует принимать такое значение, при котором

происходит резкое увеличение виброскорости до 80-120 мм/с или снижение развиваемого насосом давления на 15-20 %.

К серьёзным осложняющим факторам следует отнести также тяжелый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах и падение коэффициентов продуктивности скважин из-за глушения и низких забойных давлений. В работе [13] отмечается, что такие факторы, как обводнённость, пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, буферное давление, гидравлическое сопротивление в НКТ, изменяются во времени, что существенно влияет на режимы работы ЭЦН. Изменения могут происходить как монотонно, так и достаточно резко. Коэффициент продуктивности скважин при небольшом обводнении резко падает, достигая минимума при обводнённости 50- 60 %, а затем начинает возрастать, но не достигает значения, соответствующего нулевой обводнённости [15, 13].

Установка бесштангового погружного электровинтового насоса (УЭВН) Schlumberger-KUDU представляет собой полнокомплектную установку электровинтового насоса (ЭВН) с тихоходным вентильным электродвигателем (ВЭД), разработанную для применения в скважинах с низким дебитом и высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ). Номенклатурный ряд винтовых насосов KUDU позволяет подобрать оптимальный типоразмер для добычи как высоковязких, так и легких нефтей в широком диапазоне обводнённости продукции, что обеспечивает эффективное решение проблемы эксплуатации осложненного, малодебитного фонда, остро стоящую перед добывающими компаниями в настоящее время.

Следует отметить, что режимы разработки нефтяных месторождений практически никогда не бывают стационарными. С одной стороны, этому способствуют отключения кустовых насосных станций (КНС) системы поддержания пластового давления (ППД) из-за аварий и для производства ремонтных работ. С другой стороны, нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и все шире сознательно применяется на

промыслах. В рамках этого метода часто проводят плановые отключения системы заводнения на месторождении летом и усиленную закачку воды зимой. Вследствие существенной нестационарности процесса разработки месторождений добывные возможности скважин значительно меняются в течение довольно коротких промежутков времени, и подобрать серийный ЭЦН так, чтобы он эффективно работал в скважине весь свой период эксплуатации от запуска до отказа, становится в ряде случаев практически невозможно.

Повышение эффективности добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей. В данном подразделе кратко рассмотрены проблемы, вызванные кривизной скважин, отложениями парафина, солей, коррозией, высокой вязкостью, и возможные пути их решения.

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определённого поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины для спуска УЭЦН по нормативным документам российских изготовителей равна 2 на 10 м длины [16].

По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу и как минимум вписывается в участок скважины.

На протяжении более чем полувековой истории эксплуатации УЭЦН на российских нефтепромыслах условия максимально-допустимой кривизны скважины для установок определённого поперечного габарита видоизменялись и уточнялись.

На начальном этапе условие вписываемости установки в скважину было установлено на основе анализа размеров различных установок, предназначенных для эксплуатации в соответствующих обсадных колоннах. Оно выражено следующим образом: темп набора кривизны ствола скважины не должен быть более 3 минут на 10 м длины. Это было получено для

комбинации с минимальным зазором между погружным агрегатом и эксплуатационной колонной. Для большинства других комбинаций «установка-скважина» условия вписываемости установки могли соблюдаться при темпах набора кривизны, больших 3 минут на 10 м длины.

В ряде случаев при подборе УЭЦН встречаются следующие ситуации. В наклонно-направленной скважине по инклинограмме найден участок, в который спускаемая установка без НКТ может разместиться без её прогиба. Но при расчете оказывается [16], что установка с НКТ имеет определенный прогиб. Известно, что наработка установки с прогибом будет существенно ниже, чем без прогиба. Поэтому спуск установки и выбор места установки в наклонно-направленной скважине должны быть выполнены с расчетом прогиба установки совместно с НКТ длиной не менее 20 м [16].

В работе [17] показано, что кроме габаритных размеров насосной установки и внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, значения допустимой кривизны ствола в интервале подвески ЭЦН зависят от зенитного угла и от характера профиля (роста или спада зенитного угла). При наклоне ствола скважины более 30 градусов значение допустимой кривизны можно принять 3' на 10 м. В интервале набора зенитного угла значение допустимой кривизны меньше, чем в интервале снижения зенитного угла, из-за веса НКТ, создающего дополнительный изгибающий момент, имеющий максимальные значения при наклоне ствола от 5 до 30 градусов.

В наклонных скважинах погружной насосный агрегат расположен эксцентрично относительно оси эксплуатационной колонны. В работе [18] проведены теоретические исследования, показавшие, что величина эксцентриситета отрицательно влияет на температурный режим ПЭД, и это необходимо учитывать при эксплуатации УЭЦН в искривлённых скважинах.

В ряде случаев разработка и эксплуатация залежей нефти сопровождается процессом солеобразования и отложением солей в различных элементах добывающей системы. Процесс этот достаточно сложный, обусловлен не только природными и техногенными условиями, но зависит и от большого количества факторов.

Регулирование пластового давления путем заводнения является технологической основой разработки практически всех нефтяных месторождений Российской Федерации и именно поэтому чрезвычайно важно знать причины и кинетику изменения химического состава закачиваемых вод при взаимодействии с породой пласта-коллектора и пластовыми флюидами. Известно, что при заводнении процесс выпадения солей активизируется. При этом в добывающие скважины попутно с нефтью поступают различные по своему солевому составу воды, часто отличающиеся от закачиваемых в залежь и подстилающих ее пластовых вод.

В процессе заводнения различных залежей нефти пресными водами одинакового состава химический состав смешанной воды при обводнении добывающих скважин независимо от возраста залежи и свойств пластов коллекторов меняется в диапазоне минерализаций от закачиваемой до пластовой воды и не является результатом лишь прямого объемного смешения.

Изменение термобарических условий в различных элементах системы, а также смешение химически несовместимых вод приводит к выпадению неорганических осадков из пересыщенных солями растворов. Если процесс насыщения солями вод является природным процессом, то образование солевых отложений в значительной степени является техногенным последствием.

Взаимодействие пластов-коллекторов и пластовых жидкостей с закачиваемой в залежь водой в процессе регулирования пластового давления приводит к формированию определенного химического состава ее. Для многопластовых залежей воды различных пропластков могут иметь различный химический состав и быть химически несовместимыми; при смешении таких вод будут образовываться солевые осадки в призабойной зоне скважины. Дальнейшее движение смешанных вод в скважине связано с изменением давления и температуры, разгазированием продукции, появлением относительных скоростей фаз, которые провоцируют выпадение вторичных осадков солей в скважине. При этом воды поступают на устье

скважины с иным соотношением солеобразующих ионов. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут длительное время оставаться стабильными, не проявляя склонности к солеобразованию. Однако равновесие солевого раствора может нарушаться вследствие попадания в него механических примесей и продуктов коррозии, являющихся центрами кристаллизации; различных химических обработок в системе подготовки нефти и других явлений.

На процесс солеотложений, наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, значительное влияние оказывают технологические особенности разработки залежей, например, система регулирования пластового давления путем заводнения (состав, объемы и давления закачиваемых вод). В этих условиях основным источником солеотложения являются смеси пластовых (нативных) и попутно добываемых с нефтью в результате заводнения вод.

Для полного представления о причинах и условиях солеобразования в процессе добычи нефти важно знать гидрохимические закономерности изменения вод.

Как уже отмечалось, при вскрытии продуктивного горизонта призабойная зона скважины может насыщаться фильтрами различных растворов, а также различными по свойствам жидкостями. К основным причинам выпадения и отложения солей в призабойной зоне скважины (ПЗС) относятся нижеизложенные причины.

Химическая несовместимость, например, фильтрата бурового (глинистого) раствора с пластовой или связанной водой. Практикой установлено, что пластовые воды многих нефтяных месторождений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Вследствие обработки бурового раствора химическими реагентами и постоянного их контакта со шламом фильтрат буровых растворов обогащается сульфатами, концентрация которых достигает 1 %. Смешение пластовых вод с фильтрами приводит к образованию и выпадению в осадок труднорастворимых неорганических солей.

Изменение рН и химического состава пластовых вод при их смешении с другими водами (например, используемых при режиме поддержания давления (РПД) заводнением) и с фильтратами может привести к снижению растворимости солей в системе и выпадению их в осадок.

Массовая кристаллизация, обусловленная наличием пересыщенных солями растворов. Пересыщенные растворы отличаются нестабильностью, но в течение определенного времени могут существовать без изменений (индукционный период кристаллизации).

Выпавшие в осадок в ПЗС соли служат источником кристаллизации солей из пересыщенных пластовых вод в процессе нормальной эксплуатации скважин.

Можно предположить, что данный механизм является существенным при формировании значительного количества салеотложений в ПЗС в процессе эксплуатации с соответствующим снижением дебитов добывающих скважин.

К настоящему времени вопросы прогнозирования и контроля салеотложений в различных элементах добывающей системы достаточно полно изучены.

Осложнения в эксплуатации скважин, связанные с выпадением АСПО на подземном оборудовании, присущи большинству месторождений как в России, так и за рубежом. Накопление АСПО приводит к снижению дебитов скважин и эффективности работы погружных насосных установок, а также к уменьшению межремонтного периода (МРП) скважин.

1.4 Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальто-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей [3, 5].

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В большинстве случаев парафины в пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии [3]. Однако в природе есть месторождения, нефти которых предельно насыщены парафином уже в пластовых условиях [19, 20,

21]. Для этих месторождений существует угроза выпадения парафина в пористой среде.

Нефти классифицируют в зависимости от содержания парафина на: - малопарафиновые – менее 1,5% масс.;

- парафиновые – от 1,5 до 6% масс.;

- высокопарафиновые – более 6% масс. [3].

Высокомолекулярные парафины – церезины (от C₁₆H₃₄ до C₆₄H₁₃₀) отличаются более высокими значениями температуры кипения, молекулярной массы и плотности.

В состав нелетучих, неоднородных по структуре асфальто-смолистых веществ, обладающих высокой молекулярной массой, входят азот, сера, углерод, водород и кислород. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает при испарении лёгких компонентов и её окислении. Иногда к группе смолистых соединений относят и асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более 1000 кг/м³. В асфальтенах содержится (%масс.): углерода – 80-86, водорода – 7-9, серы – до 9, кислорода – 1-9 и азота – до 5 [3]. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением скоростью течения скважинной жидкости, при этом основным фактором является температура. Отложение парафина в подземном оборудовании невозможно при устьевых температурах, превышающих температуру начала выпадения парафина. Глубина начала выпадения парафина соответствует отметке, где температура скважинной продукции становится меньше температуры выпадения парафина. Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны НКТ. Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах

различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимального значения на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья [5]. Для малодобитных скважин глубина начала выпадения парафина по ряду месторождений России достигает значений 1000-1700 м и более. В работе [4] отмечается, что частым видом отказа УЭЦН является запарафинивание приема и входных ступеней насоса. Парафин создает большие осложнения при подземном ремонте скважин, так как при подъеме насоса парафин соскребается со стенок, образуя пробку. При этом вся жидкость, находящаяся сверху пробки, выливается на поверхность, загрязняя устье и прилегающую площадку. В ряде случаев уплотненный парафин не позволяет извлечь насос.

Парафинизация технологического оборудования является одной из актуальных проблем в нефтедобывающей промышленности. При эксплуатации нефтяных скважин отложения парафина в НКТ приводит к уменьшению сечения труб и, как следствие, к значительному снижению производительности добычи нефти и увеличению расхода электроэнергии при ее откачке. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти.

Сложности борьбы с отложениями АСПО связаны со слабой изученностью механизма их формирования, которая до сих пор находится в дискуссионном состоянии. Согласно теории кристаллизации, отложение парафинов, асфальтенов и смол происходит на активных центрах кристаллизации как внутри объема жидкости, так и на стенках НКТ. Нефть в процессе подъема к устью скважины обволакивает металлическую поверхность НКТ и всплывает вверх, касаясь металла. В результате при хорошей гидрофобности металлической поверхности НКТ на последней отлагаются парафинсодержащие фракции. Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счет гидрофилизации

(несмачиваемостинефтью) поверхности НКТ либо путем создания искусственных активных центров внутри объема жидкости [16].

В настоящее время основными методами борьбы с отложениями АСПО в мировой практике являются [16, 22, 23, 3, 5, 24, 4]:

- промывка скважин горячей нефтью;
- обработка скважин ингибиторами, либо химическими реагентами и горячей водой (гидрохимический способ);
- применение скребковых инструментов (механический способ);
- применение футерованных НКТ за счет нанесения на их внутреннюю поверхность гранулированного стекла или эпоксидной смолы, полимерных материалов, тефлона и др.;
- применение бактерицидной защиты;
- применение магнитных методов защиты;
- применение специальных электронагревателей. Нагреватель опускают в колонну и подают на него напряжение. Тепловая энергия нагревателя передается разрушаемому и застывшим парафиновым отложениям в НКТ и расплавляет их;
- электроподогрев скважины и др.

В общем случае известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями АСПО [16]. Общая классификация методов согласно [3] представлена на рисунок 1.

Другим видом осложнений при добыче нефти различными способами являются гидратные пробки в скважинах [5]. Газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа [25]. С вводом в разработку залежей с низкопродуктивными коллекторами и высоким газовым фактором нефти резко интенсифицировался процесс выпадения отложений гидратов в скважинах. Особенно остро вопросы профилактики гидратообразования встают на месторождениях Заполярья.



Рисунок 1 – Методы борьбы с АСПО

В насосных скважинах гидратные пробки образуются как в НКТ, так и в затрубном пространстве. Наличие газа высокого давления в межтрубном пространстве при пропусках в резьбовых соединениях НКТ стимулирует пробкообразование как в НКТ, так и в межтрубном пространстве. Гидраты образуются при взаимодействии воды с газом по мере понижения температуры скважинной жидкости, движущейся в сторону устья. Гидраты откладываются на стенках подземного оборудования, образуя пробки. Интенсивность гидратообразования возрастает в скважинах с высоким газовым фактором.

При обводненности, близкой к точке инверсии, образуются стойкие эмульсии, которые в сочетании с парафиноотложением и гидратами создают высокое гидравлическое сопротивление течению скважинной жидкости.

Интенсивному накоплению гидратов и образованию пробок способствует зона вечной мерзлоты, уходящая на глубину 100-350 м.

Выпадение гидратов в непрерывно работающей скважине невозможно, если температура на устье превышает температуру гидратообразования. Максимальная глубина образования гидратов, определяемая температурой и давлением, составляет 500-700 м [16].

Поддержание по всей глубине скважины температуры выше температуры образования гидратов и выпадения парафинов позволяет решить проблему пробкообразования [16]. Повысить температуру можно с помощью нагревательного кабеля. В 80-х годах прошлого века кабельные системы электроподогрева для различных способов добычи нефти были разработаны, исследованы и внедрены на промыслах Западной Сибири предприятием «ЗапСибНИИнефть» [22]. В дальнейшем работы по совершенствованию техники и технологии электроподогрева проводили ООО «ПермНИПИнефть», ОАО «Камкабель», ЗАО «Нефтяная электронная Компания», ООО «Псковгеокабель» и др.

Для осуществления электрического подогрева возможны два варианта: либо кабель прокладывается по внешней поверхности НКТ, либо самонесущий нагревательный кабель опускается внутрь НКТ.

Схема реализации электроподогрева кабелем, спускаемым через лубрикатор непосредственно в НКТ, не требует проведения подземного ремонта и остановки скважины. Процесс спуска кабеля соответствует стандартным работам с геофизическими приборами и выполняется аналогично. Кабель непосредственно соприкасается со скважинной жидкостью, которая быстро нагревается. Это позволяет реализовать периодический подогрев для профилактики пробкообразования.

Электроподогрев может осуществляться также кабелем, смонтированным с внешней стороны НКТ, вывод кабеля из скважины обеспечивается через стандартное сальниковое уплотнение, аналогичное используемых в скважинах, оборудованных УЭЦН. Этот способ основан в большей степени на компенсации теплотерь скважинной жидкости в парафиногидратоопасном интервале, поэтому, как правило, требуется непрерывная подача электроэнергии. Отсутствие движения жидкости в межтрубном пространстве гарантирует безаварийную длительную работу исправно смонтированной системы. Монтаж кабеля выполняется одновременно со спуском насоса, что существенно снижает стоимость работ.

Режимы работы нагревательных кабелей рассчитываются для каждой скважины отдельно в зависимости от дебита, геотермического градиента, глубины спуска насоса, температуры выпадения парафина и гидратов, давления на устье, обводненности. интервала выпадения отложений, вязкости скважинной жидкости, стоимости электроэнергии [16].

В работе [5] указано, что помимо тепловых методов, эффективны и химические методы предупреждения гидратообразования с помощью подачи в скважину ингибиторов различного типа – растворимых в воде нитратов, хлористого кальция, метанола и др.

Как было отмечено выше, во многих нефтедобывающих компаниях эксплуатация нефтяных скважин установками погружных насосов осложняется наличием АСПО, неорганических солей, сероводорода в добываемом пластовом продукте, образованием стойких эмульсий, коррозией оборудования. В ряде случаев осложнения носят комплексный характер и существующие методы борьбы и предупреждения образования отложений неэффективны [26]. Как показывает практика, для борьбы с вышеуказанными осложнениями при эксплуатации скважины наиболее целесообразно использование технологий, базирующихся на применении химических реагентов. При этом эффективность технологий существенно зависит от точной и надежной дозировки выбранного химического реагента в заданную точку скважины.

Применяемые в промысловой практике технологии, при которых химические реагенты заканчиваются в межтрубное пространство, не гарантирует постоянное и точное дозирование реагента на прием глубинного насоса. Это связано с высотой и колебаниями динамического уровня, плотностью нефти в затрубном пространстве выше приема насоса, наличием зоны разгазирования, плотностью химреагента, его растворимостью в нефти и другими факторами. В ОАО «АНК «Башнефть» разработаны конструкции и освоено производство нескольких видов капилляров (трубок) для подачи химреагентов в скважину с целью предупреждения образования отложений [26, 27]. Для скважин, оборудованных ЭЦН, создан специальный кабель с

капиллярной трубкой, представляющий собой четырехжильный плоский бронированный кабель, предназначенный для питания погружного электродвигателя, содержащий дополнительно одну полую полиэтиленовую трубку. Также разработана трубка с оплеткой из стальных оцинкованных проволок, которая может быть применена в составе установок штанговых глубинных насосов (ШГН) и ЭЦН.

1.5 Используемые технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании

Специалистами ОАО «АНК «Башнефть» разработана техническая документация на применение технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании с дозированием химреагентов в заданную точку скважины по капиллярному каналу при эксплуатации скважины с поверхностным штанговым приводом, а также с погружным электродвигателем. Обеспечивается доставка химреагента в требуемую точку ввода (на прием насоса, в зону перфорации и др.) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и на наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема обустройства скважины, эксплуатируемой с применением УЭЦН, при дозировании химического реагента через капиллярную трубку приведена на рисунке 2.

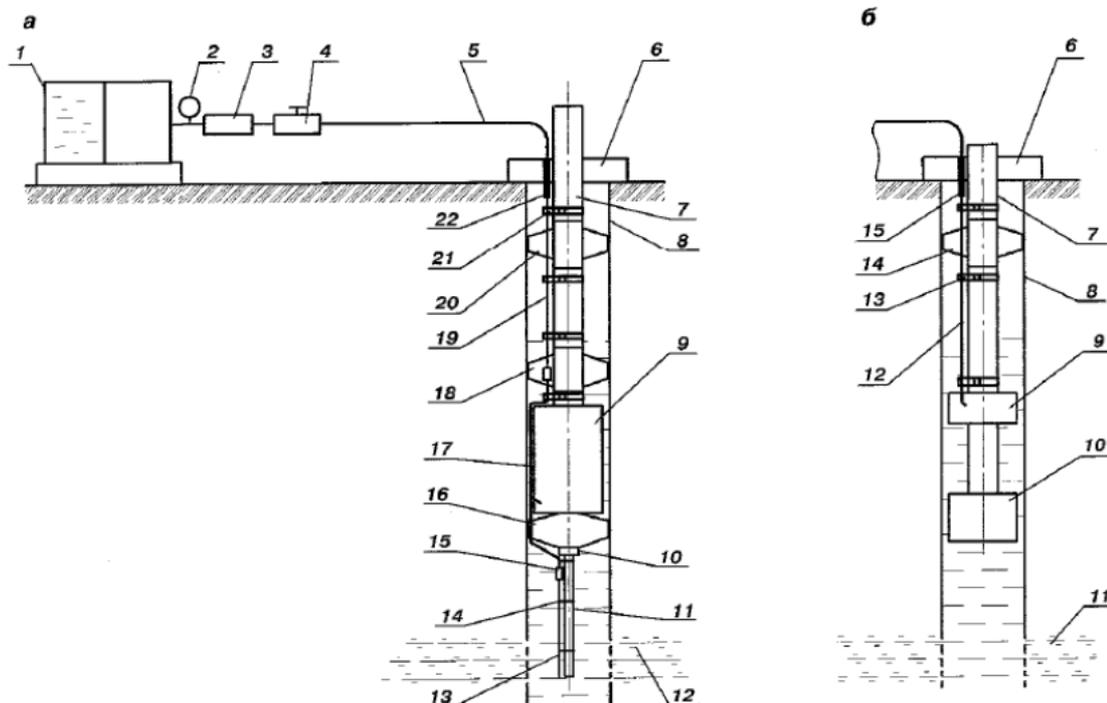


Рисунок 2 – Схема размещения оборудования при подаче реагентов

а – в интервал ниже глубины спуска ЭЦН: 1 – установка дозирования химического реагента, 2 – манометр, 3 – обратный клапан, 4 – регулирующий клапан, 5 – линия подачи химического реагента, 6 – устьевая арматура, 7 – колонна НКТ, 8 – обсадная колонна, 9 – ЭЦН, 10 – переводник, 11 – штанга диаметром 19 мм или стальной трос с грузом-форсункой, 12 – продуктивный пласт, 13 – капиллярная трубка, 14 – хомуты, 15 – соединительные детали, 16, 18 – центратор ЭЦН, 17 – металлическая трубка, 19 – специальное погружное кабельное устройство СПКУ-301, 20 – центратор, 21 – пояс стальной, 22 – устьевой переводник; б – во внутреннюю полость НКТ в заданном интервале: : 9 – муфта специальная с клапаном, 10 – насос, 11 – продуктивный пласт, 12 – СПКУ или капиллярный рукав (КР), 13 – пояс стальной, 14 – центратор НКТ, 15 – устьевое соединение

По капиллярным устройствам возможно дозирование следующих химических реагентов [26]:

- ингибиторов коррозии,
- деэмульгаторов,
- ингибиторов солеотложений,

- ингибиторов парафиноотложений,
- растворителей,
- слабых растворов кислот.

Внедрение технологии адресного дозирования позволило ОАО «АНК «Башнефть», по данным [26], снизить в 1,3-1,5 раза удельный расход химических реагентов, уменьшить число текущих ремонтов, увеличить межремонтный период работы скважин (более чем в 2 раза), сократить число термических и химических обработок. Производство комплекса технических средств для дозированной подачи реагентов на сервисном предприятии ОАО «АНК «Башнефть» ООО «Нефтекамский завод нефтепромыслового Оборудования».

В настоящее время начато применение технологий адресного дозирования реагентов при добыче нефти в других регионах России, а также в странах СНГ.

Так, ООО «Синергия-Лидер» (г. Пермь) производит комплекс оборудования для глубинного дозирования химического реагента непосредственно на приём насоса и в различные зоны НКТ и скважины [16, 28]. Комплекс оборудования для дозированной подачи химического реагента (рисунок 3) состоит из наземной и скважинной частей. Наземная часть включает блок подачи реагента, наземный трубопровод и устройство для прохода через устьевую арматуру. Скважинная часть содержит скважинный трубопровод и несколько видов устройств дозирования реагента как в полость НКТ, так и в зону приема насоса. Блоки подачи реагента выпускаются нескольких видов с диапазоном емкостей для хранения от 0,2 до 6,0 м³ и расходом химреагента от 0,05 до 125 л/ч.

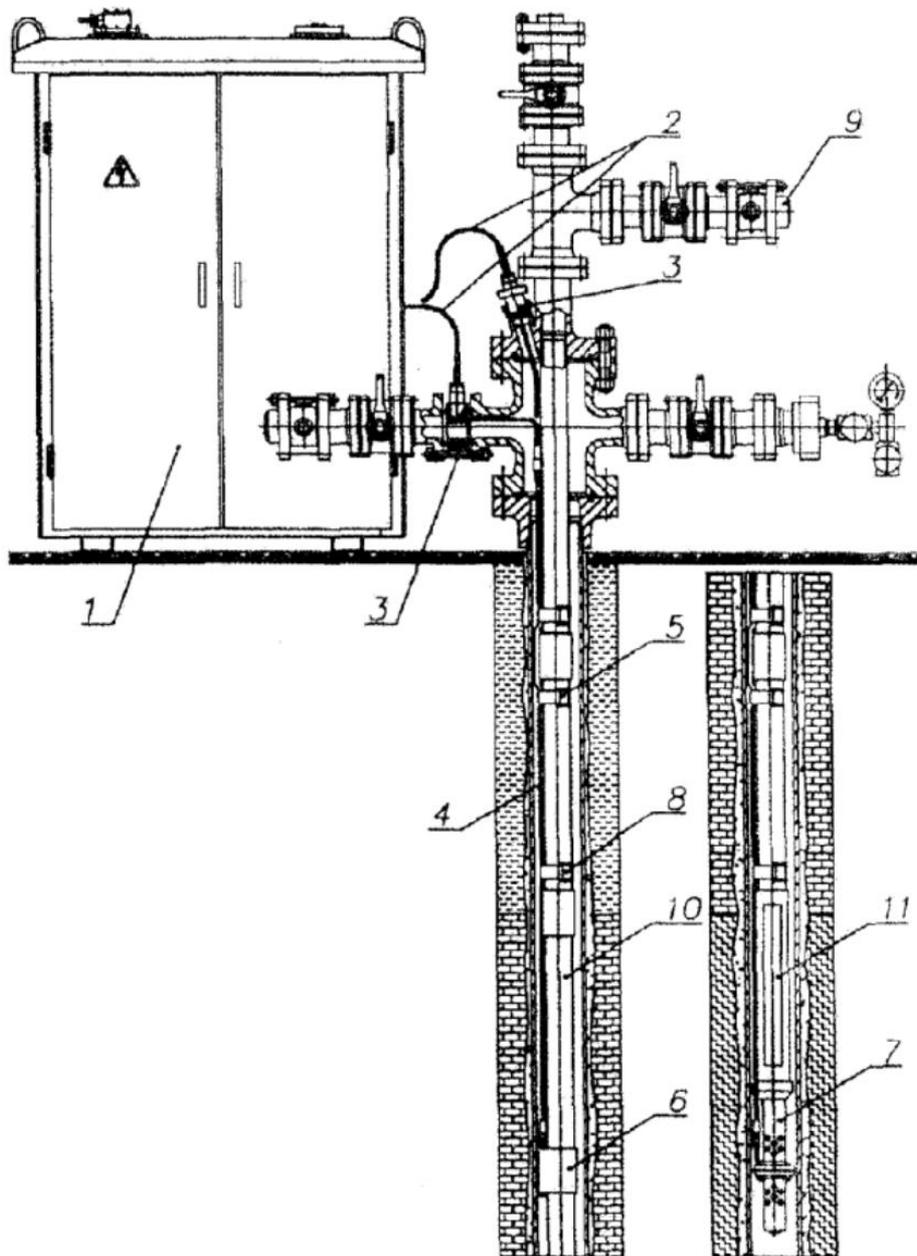


Рисунок 3 – Оборудование для дозированной подачи химического реагента

1– блок подачи реагента; 2– наземный трубопровод; 3– устройство ввода; 4 – скважинный трубопровод; 5 – хомут-протектор; 6 – муфта- клапан; 7 – дозирующее устройство; 8 – монтажный пояс; 9 – арматура устьевая; 10– колонна НКТ; 11– УЭЦН

С экономической точки зрения одним из решающих факторов борьбы с парафином является точная, а иногда и очень малая подача реагента, поэтому блоки его подачи оснащаются дозирочными насосами. Насосы, производимые в ООО «Синергия-Лидер», имеют электронно-регулируемую

подачу и малое потребление энергии. Другая отличительная особенность данного оборудования – бронированная трубка для подачи химических реагентов в заданную зону. Бронированная двумя слоями проволоки тонкостенная нержавеющая трубка покрывается смазкой и термоусадочной пленкой. ООО «Синергия-Лидер» поставляет комплекс оборудования под конкретные скважины, производит его монтаж и сервисное обслуживание.

Данным оборудованием можно оснастить любую скважину, независимо от ее назначения, а также использовать химреагенты с разными физико-техническими свойствами для нефтей с различными реологическими параметрами.

На промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» данное оборудование внедряется с 2003 года для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых установками ШГН. С 2004 года начаты работы по подаче реагента в скважины, оборудованные УЭЦН, для борьбы с высоковязкими эмульсиями и коррозией. Опыт внедрения оборудования для дозированной подачи химреагента в скважину на промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (обработано 165 скважин к концу 2004 года) показывает: в 3,8 раза снизился объем требуемых промывок, количество текущих подземных ремонтов уменьшилось в 3 раза. При использовании скважинного трубопровода исключается потеря химического реагента, уменьшается дозировка – объем реагента сокращается в два-три раза по сравнению с методом закачки через затрубное пространство. Начаты работы по использованию подобного оборудования для закачки метанола в газовые скважины с гидратообразованием [16].

Так же следует обратить внимание на патент [29] целью предполагаемого изобретения является снижение потребляемой электроэнергии и расхода химического реагента путем применения комбинированного способа борьбы с АСПО, объединяющего тепловой и химический метод обработки скважин.

Для решения поставленной задачи предлагается устройство депарафинизации нефтегазовых скважин, содержащее для спуска в зону

возможного парафинообразования нагревательный кабель с двумя по меньшей мере нагревательными элементами, и систему управления его нагревом. Нагревательный кабель имеет по всей длине металлический или пластмассовый полый гидравлический канал, или содержит несколько гидравлических каналов различного диаметра, подключенных в верхней части к дозировочному насосу и емкости с химическим реагентом, а нижняя часть открыта для соединения со скважинной жидкостью, причем внутренний диаметр гидравлического канала составляет (10-50 %) от диаметра кабеля.

На верхней и нижней частях гидравлического канала могут быть установлены обратные клапаны или вентили.

Кабель может содержать дополнительные сигнальные проводники для подключения датчиков температуры или давления.

Данный способ депарафинизации нефтегазовых скважин включает спуск в зону возможного парафинообразования нагревательного кабеля с нагревательными элементами, подключение нагревательных элементов кабеля к регулируемому источнику электропитания. При этом подачу химического реагента по гидравлическому каналу осуществляют либо при помощи дозировочного насоса, либо без него – самотеком за счет гидростатического давления ниже точки начала кристаллизации парафиногидратов, а в качестве химического реагента применяют растворители, ингибиторы, деэмульгаторы, депрессаторы.

Подачу химического реагента или тепловой мощности возможно производить циклически.

Для предупреждения солеотложений применяют также погружные контейнеры-дозаторы [30, 31, 32], закачку ингибиторов в пласт с нагнетаемой для поддержания пластового давления водой [30], периодическую закачку ингибиторов в призабойную зону [30, 33], ступени ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения [34, 35].

Определённые перспективы для предупреждения АСПО и солеотложений имеют методы с применением магнитных полей [3, 36, 37].

Для защиты от коррозии используют, помимо ингибирования, покрытие статоров ПЭД методом электродуговой металлизации, установку центраторов с анодной защитой по фонду малодебитных скважин, мопельное покрытие корпусов на импортных УЭЦН, силикатно-гелевое покрытие НКТ [38].

Поскольку для борьбы с осложнениями, вызванными отложениями парафина, смол, асфальтенов, гидратов, солей, образованием вязких эмульсий, коррозией, а также для их предупреждения, разработаны различные технологии, встаёт вопрос о выборе оптимального способа для конкретных условий эксплуатации. В работе [3] рекомендуется при выборе технических средств и технологий использовать методы теории многомерной полезности, анализа иерархий, теории нечётких множеств и теории статистических решений, причём приводятся также примеры практического применения этих методов для решения разных задач. В настоящее время перед многими нефтяными компаниями России стоит задача сохранения уровня добычи нефти. Достичь этого можно за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, например, высоковязкой нефти. Как известно, большие запасы тяжелых нефтей имеются в Республике Татарстан, Западной Сибири и Республике Коми. Вместе с тем эффективная и рентабельная разработка таких залежей представляет собой довольно сложную задачу. Существуют различные тепловые методы разработки месторождений тяжелых нефтей. Паротепловое воздействие длительное время ведётся на Ярегском месторождении высоковязкой нефти в Республике Коми, причём эксплуатация скважин сейчас осуществляется и погружными центробежными насосами. За рубежом, например, в Канаде, широко используется парогравитационный метод, также основанный на закачке в пласт водяного пара. Силами специалистов ОАО «Татнефть» данный метод проходит апробацию в российских условиях [39]. Одним из основных вопросов при этом является разработка рационального способа подъёма продукции из скважин и соответствующего оборудования.

Российские высоковязкие нефти, по сравнению с канадскими, имеют свои особенности залегания, иные физические свойства. Так, на Ашальчинском месторождении высоковязкие нефти залегают на небольших, по канадским меркам, глубинам порядка 70-100 метров, имеют меньшую вязкость, обладают плотностью ниже, чем у воды. Для этого месторождения также характерны наличие большой доли активной и связанной воды, геологическая неоднородность залегания.

Силами ОАО «Татнефть» в мае 2006 года на Ашальчинском месторождении начаты опытно-промышленные работы по добыче тяжёлых нефтей [39]. Была спроектирована и реализована технология парогравитационного дренажа, основанная на бурении двух скважин с горизонтальными стволами, параллельными друг другу в вертикальной плоскости. Скважины имеют два устья, т.е. пробурены с выходом на поверхность. Скважины оборудованы щелевыми фильтрами, предназначенными для предотвращения поступления механических примесей с размерами частиц от 150 мкм и более.

На начальном этапе производилась предварительная закачка пара в обе скважины. В качестве основного метода добычи использовалось свабирование при помощи подъёмных агрегатов с очисткой ствола скважины от бурового раствора, цемента, механических примесей, песка. Добыча производилась посредством перетягивания сваба с одного устья на другое. На вертикальном устье производились извлечение и очистка сваба.

Освоение скважины свабированием велось на протяжении месяца, в течение которого было добыто 350 м³ жидкости и 1,5 т песка. После очистки ствола добывающей скважины от остатков глинистого раствора и прекращения выноса песка оборудование для свабирования демонтировали, а в скважину спустили погружной центробежный насос ЭЦН5-50-150. Скважина была выведена на стационарный режим работы [39]. 45

Средняя вязкость нефти Ашальчинского месторождения в пластовых условиях при температуре 8 °С составляет около 12000 мПа·с. Поскольку при закачке пара температура существенно растёт, были проведены исследования

зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от температуры, которые показали, что при температуре выше 90 °С вязкость эмульсии ниже 30 мПа·с, следовательно, в таких условиях сверхвязкую нефть можно добывать погружными электроцентробежными насосами. По состоянию дел на 2008 год, в две нагнетательных скважины закачивается 120 т/сут пара, а из двух добывающих скважин погружными насосами извлекается 40 т сверхвязкой нефти и 200 т воды в сутки [39].

Вместе с тем возникли и проблемы при эксплуатации горизонтальных скважин установками ЭЦН в условиях парогравитационного дренажа. В [39] отмечается, что сложно обеспечить надежность насосов при температурах добываемой жидкости 150-160 °С и устойчивую работу ЭЦН в горизонтальном положении при малом давлении и наличии парогазовой смеси на приеме. Имеются также трудности, связанные с мониторингом забойного давления и температуры в условиях высоких температур (150-200 °С).

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общая характеристика месторождения

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владельцем лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД № 10891 НР от 16.05.2000г.) (рис. 2.1).

Рельеф местности равнинный. Значительная площадь сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и изредка возвышаются одиночные холмы высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин. Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком реки Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек.

По данным, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений, определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при их средней температуре -2,5-С. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7-С, при средней многолетней температуре этого региона -8,7-С.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %. Суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето характеризуют арктический климат района. Среднегодовая температура воздуха: -10, -11 °С. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле

+16°C, в отдельные дни до +30°C. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°C, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C.

Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшие: г. Игарка в 180 км на юг-восток, г. Дудинка в 220 км на северо-восток. База организации подрядчика работ расположена в г. Дудинка. Кроме того существуют: продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление).

Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную

разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.

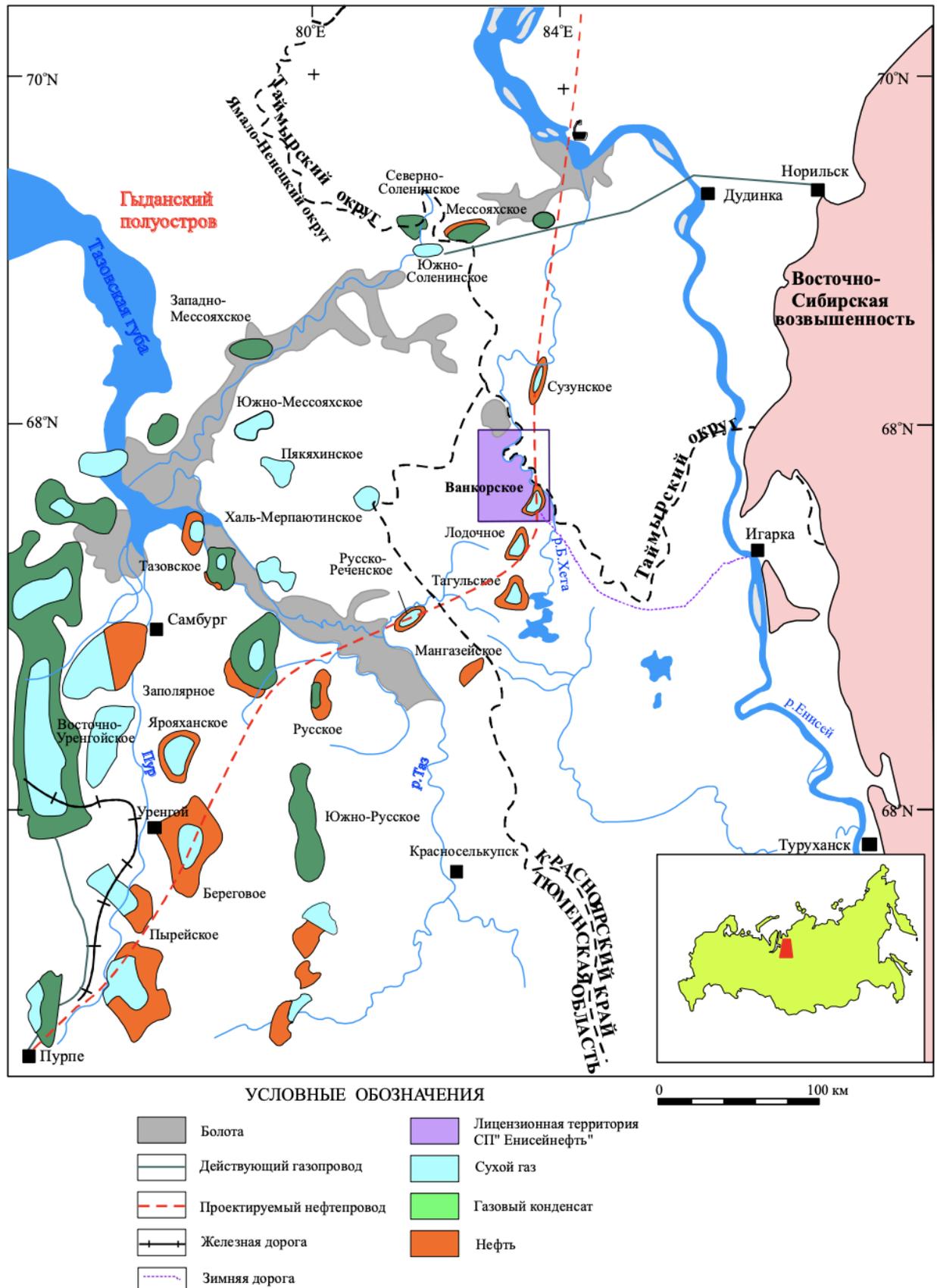


Рисунок 4 - Обзорная карта района Ванкорского месторождения

2.2 Стратиграфия и литология

На месторождении пробурены скважины, вскрывшие отложения нижнего мела. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

Нижнехетская свита (K_1br-v_1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные. В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью. К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I^Д. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_1v_1-h) сложена преимущественно песчано-алевролитовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализуются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.

Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицеподобугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть разреза более песчаная, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K_{1a1-a3}) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^B. Толщина отложений свиты – 432-441 м.

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты ($K_{1a3-K2s}$) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K_{2t_1}) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы

которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K_2t_2-st) сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевролиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K_2kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467- 530 м.

2.3 Нефтегазоность разреза

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты Дл-I), яковлевской свиты (пласты Як-I, Як-III-VII) и нижнехетской свиты (пласты Нх- I, Нх-III-IV).

Залежь пласта Як-III-VII. Залежь пласта Як-III-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7 тыс. м³/сут. на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа. На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10 в интервале 1640-1688 м, был получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м³/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа. Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м, сокращаясь к крыльям структуры при

высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. Водонефтяной контакт был принят на отметке $-1643+2,8$ м, а ГНК - -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили $35,7 - 49,6$ м³/сут на штуцере 9 и 6 мм.

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 х 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора -2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках $-2543-2565$ м, а на крыльях и периклиналях – $-2614-2620$ м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют $0,2 - 3,8$ м, при суммарных значениях – $1,0 - 11,0$ м.

Залежь пластов Нх-III-IV. Газонефтяная залежь пластов Нх-III-IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах $2725-2785$ м на абсолютных отметках $-2670-2729$ м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м. По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м, газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м. В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10).

Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4). Размеры залежи 22 x 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения предполагается бурение кустовых наклонно направленных и горизонтальных скважин.

2.4 Свойства продуктивных горизонтов

Коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты имеют тип терригенный, поровый. Представлены слаболифитизированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %. Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32.9% .По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений). Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроглинистых пород толщиной до 20 м.

Коллекторы горизонта Нх-I,Нх- III-IV нижнехетской свиты так же имеют тип терригенный, поровый. Они сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного

материала снижает коллекторские свойства. Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9%, а средняя проницаемость – 50,1 мД. Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% .

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%. Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Вытеснение нефти производилось моделью пластовой воды и газом. По результатам исследования можно сделать вывод что с ростом проницаемости модели коэффициент вытеснения увеличивается. Средневзвешенные значения проницаемости нефтегазонасыщенных частей пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III- IV оцениваются величиной 150, 10 и 500 мД соответственно.

2.5 Физико – химические свойства нефти, газа и воды

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IVи Як-III- VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.1 По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см³ (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа*с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м³/ м³ (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III- VII составляет 0,815-0,851 г/см³ (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа*с (среднее - 17,27), газосодержание 23,51-48,42

м³ (среднее - 37,13), давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92),
 объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1). [12]

Таблица 1- Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	18,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	25,3	115,5	109,8
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}			
-однократное разгазирование, доли ед.			1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при P _{нас} и t _{пл}			
-однократное разгазирование, доли ед.			1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.			1,28
Плотность пластовой нефти при P _{нас} и t _{пл} , г/см ³			
-однократное разгазирование			
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20 С, г/см ³			0,75

Вязкость пластовой нефти при Рпл и tпл, мПа*с	24,4	0,98	1,1
--	------	------	-----

2.6 Осложнения на месторождении при добыче нефти

Среди основных осложнений, проявляющихся в настоящее время в процессе эксплуатации скважин месторождения, является солеотложение на рабочих колесах погружных скважинных центробежных насосов.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъема нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках насосно-компрессорной трубы (НКТ) и рабочих колесах электро-центробежных насосов (ЭЦН), что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка в призабойной зоне пласта (ПЗП) в перфорационных отверстиях, в обсадной колонне, на поверхности НКТ, рабочих частях и поверхностях погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) приводит к снижению продуктивности скважин. В частности, отложение солей на УЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

В ходе разработки месторождения, добываемая продукция будет обводняться, при этом состав добываемой воды будет изменяться от состава, соответствующему пластовой воде до состава закачиваемой воды с учетом гидрогеохимических массообменных процессов в пласте.

Основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: смешение несовместимых вод, изменение общейминерализации воды, растворение горных пород и газов, испарение,

дегазация воды, изменение термобарических условий. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании.

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлиньде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит.

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих $2+$ составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 14,8 мг/л, HCO_3^- – 613,7 мг/л, SO_4 хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды $2+$ ионов Ca

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, – 2,9 мг/л. типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация $2+$ – 315,2 мг/л, SO_4

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca – $2-HCO_3^-$ – 585,0 мг/л, SO_4 – 55,4 мг/л. – 446,4 мг/л,

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. $2+$ – Содержание солеобразующих ионов Ca – 160,8 мг/л, HCO_3^- – 871,0 мг/л, SO_4^{2-} – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной

группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – катионов Ba^{2+} и Sr^{2+} не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлиньде с пластовыми водами показала, что: мг/л, HCO_3^- – 30,5 мг/л, SO_4

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств – отсутствует.

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;

- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если $SI > 0$, то термодинамически возможно выпадение соли, если $SI < 0$, то выпадения соли не происходит. Причем при $SI > 1$ наблюдается заметное солеотложение.

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом, при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит с водой озера Дэлиньде установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлинде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения.

- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетскойНх-I и нижнехетскойНх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетскойНх I и нижнехетскойНх III-IV свит к солевыведению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевыведению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетскаяНх-III-IV < нижнехетскаяНх-I.

Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетскойНх-I и нижнехетскойНх-III-IV свит к солевыведению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетскойНх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетскойНх-III-IV свит). Смешение этих вод создает риск солевыведения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевыведения кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На рисунке 5 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида. Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок. Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводненности. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению, в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.

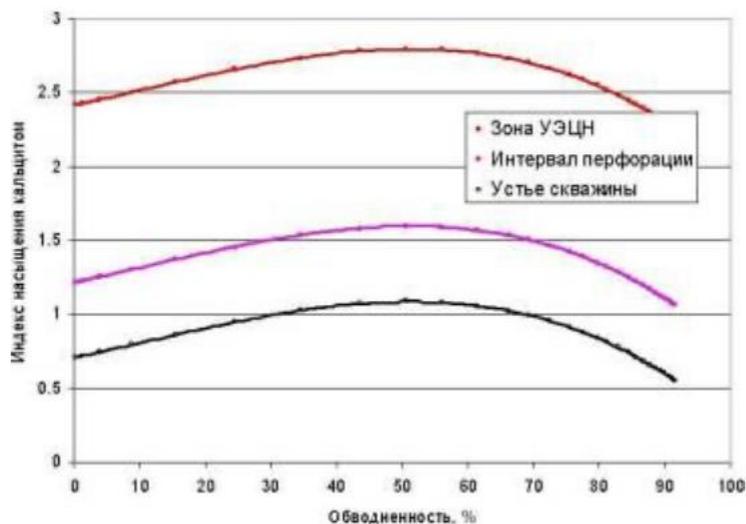


Рисунок 5 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : наоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань),

Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань).

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита.

Для предупреждения солеотложения при температуре ≤ 60 °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м³), при температуре ≥ 90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м³). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в блоке реагентного хозяйства БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии, при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность

оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования

и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении капитального ремонта скважин КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно-добываемой воды):

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворенного газа, которое в нефти изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти парафином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава-Редлиха-Квонга, модель для парафина идеальная) с учетом среднего содержания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 % мас.) и нижнехетского (содержание парафина 4 % мас.) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рисунок 6 и 7).

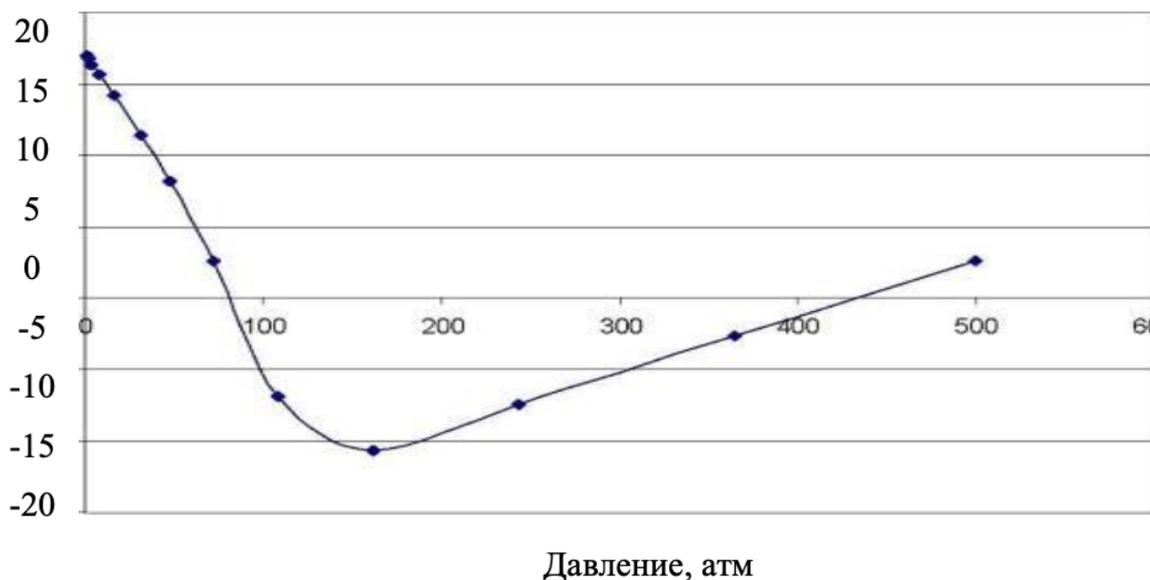


Рисунок 6 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти яковлевского горизонта (содержание парафина 0,88 % мас.)

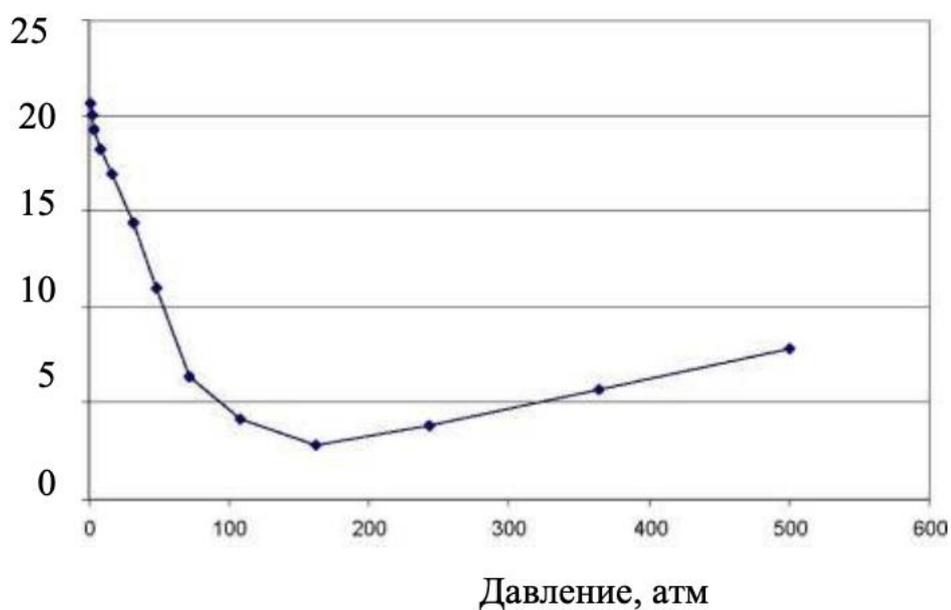


Рисунок 7 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 % мас.)

Для подтверждения корректности расчетов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки измерения насыщения-1 (УИН-1)),

Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °С, что хорошо согласуется с расчетными данными.

Массовая доля парафина в твердом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).

Анализ результатов, представленных в таблице 4, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет нижнехетский горизонт, Нх3-4 недонасыщена парафином и риск образования твердой фазы парафина, при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водо-нефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % мас. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водо-нефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нп}$) имеет место образование твердой фазы парафина в объеме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{нп} + 10$ °С позволит растворить твердый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ. Расчёты выполненные на программном комплексе SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть») позволяют определить зону начала выпадения парафина.

Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжелых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов).

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

При возникновении осложнений для удаления АСПО изэксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТгорячей нефтью с растворенным ингибитором парафиноотложения.

Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется без остановки скважины, когда теплоноситель подаётся в затрубное пространство междуобсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь теплачерез обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых

обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 120 °С

Введение с состав горячей нефти 0,5-1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50-100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500-600 м,

герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, "греющихся снарядов" на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникацией рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб. Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов – ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчете 200-300 г на 1 т нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме “ударной дозировки”, которая в 5-10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично

перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3-4 м. При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора.

При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью цементируемых агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;

- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры вернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объём закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учётом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу “на себя”, продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме.

Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП- 1007, ХПП-007 и др.

3 РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ

3.1 Предлагаемые мероприятия для устранения осложнений

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ООО «РН-Ванкор» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлиньде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит.

В результате моделирования установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения;

- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии, при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины

промываются раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время послеобработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, ЖКП позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему

ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтебор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно-добываемой воды):

- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20-30.

Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальцита. Изменение индекса насыщения попутно-добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде.

Риск выпадения кальцита отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальцита к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO₂ в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальцита, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальцита в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного CO₂ между водной и нефтяной фазами, обедняясь CO₂, водная фаза выделяет кальцит:



Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод.

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению неустойчивости пластовых вод и усилению выпадения кальцита. Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление неустойчивости происходит при 28 % и выше содержания подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост неустойчивости проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона Ca^{2+} для смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от

солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы. Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора – главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для

оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ. Достоинства метода – защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения (экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий по борьбе с осложнениями

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевыпадения был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. В соответствии с методиками, определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве МПВ исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит.

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования CaCO_3 статическим методом и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 . На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90 % ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10-20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок.

В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении

эффективности ингибирования солевых выпадений кальцита статическим и динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии.

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов, представленный на рисунке 3.1



Рисунок 8 – Рейтинг ингибиторов солеотложения

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90 % эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса мехпримесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90 % ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л.

Таким образом, при выборе реагентов для опытно-промысловых испытаний (ОПИ) рекомендуется придерживаться следующего алгоритма действий:

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам единого транзитного тарифа (ЕТТ) по физикохимическим свойствам;

- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов с эффективностью более 90 % ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м³ воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 2.

$$K=C \cdot \mathcal{E} \cdot 10^{-6}, (2)$$

где С – стоимость ингибитора, руб./т,

Э – эффективная дозировка, г/м .

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду.

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентоспособна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению неустойчивости системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Новоселов Александр Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Определение экономической эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ эффективности с другими режимами работы скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение комплекса работ по проведению мероприятия
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявление, эффективности при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Новоселов А. С.		31.01.2020

4.1 Экономическая эффективность при переводе на кратковременную эксплуатацию скважин

Возможность осуществления КЭС и достижения его цели можно продемонстрировать на примере расчетов. Также для сравнения эффективности с другими режимами работы скважины, приведены расчеты режимов:

- непрерывной эксплуатации скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом;
- периодическая эксплуатация скважины УЭЦН с нерегулируемым приводом.

Для того чтобы оценить превосходство КЭС над другими режимами эксплуатации, необходимы следующие параметры скважины:

Q - дебит скважины,

H_{II} - глубина подвески установки,

h - высота статического столба жидкости над приемом насоса,

$H_{д}$ - динамический уровень пластовой жидкости в скважине,

$P_{у}$ (10 атм=100 м водного столба) - давление в выкидной линии устья скважины,

$P_{м}$ - давление в межтрубном пространстве скважины,

$d_{НКТ}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

$D_{к}$ - наружный диаметр НКТ.

По данным скважины рассчитаем необходимые для дальнейшей работы показатели.

Рассчитываем требуемый напор ЭЦН для подбора оборудования перед спуском в скважину по следующей формуле:

$$H_{Н} = H_{д} + P_{у} - P_{м}, \text{ (м)}(1)$$

Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины:

$$S = \frac{\pi \cdot (d_{\text{нкт}}^2 - D_K^2)}{4}, \text{ (м}^2\text{)}(2)$$

Далее по имеющимся данным рассчитаем показатели работы, по которым и будет проведено сравнение с режимами эксплуатации.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет рассчитываться по формуле:

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0}, \text{ (кВт)}(3)$$

где Q_0 - подача ЭЦН в рабочем режиме, м³/сут

H_0 - напор ЭЦН в рабочем режиме, м

η_0 - КПД ЭЦН в рабочем режиме, %

Мощность ПЭД выбирается с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины.

Номинальный момент на валу ПЭД равен:

$$M = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2\pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{НД}})}, \text{ (н} \cdot \text{м)}(4)$$

где n - синхронная скорость вращения ПЭД, об/мин

$S_{\text{НД}}$ - скольжение ПЭД в рабочем режиме, %

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя:

$$V_C = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S}, \text{ (} \frac{\text{м}}{\text{мин}}\text{)}(5)$$

$V_C=1$ соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,1 (кГс/см²)/мин

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{НД}}}, \text{ кВт}(6)$$

где $\eta_{\text{НД}}$ - КПД ПЭД в рабочем режиме, %

Удельный расход электроэнергии равен:

$$P_{\text{УД}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_H}, \text{ } \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}}(7)$$

Для периодического режима подсчитаем следующие дополнительные показатели:

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки) равна:

$$K = \frac{Q_0}{Q} (8)$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую определяется по формуле:

$$\varphi = \frac{Q_{\text{ПЕР}}}{Q} (9)$$

где $Q_{\text{ПЕР}}$ – дебит при периодической эксплуатации скважины в м³/сут.

Обычно допускают снижение дебита не более чем на 10%, т.е. принимают $\varphi=0,9$.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определяется по формуле:

$$t_{\text{НК}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \varphi)}{Q}, \text{ ч} (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины определяется по формуле:

$$t_{\text{ОТ}} = \frac{t_{\text{НК}} \cdot \varphi}{K - \varphi}, \text{ ч} (11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{НК}} + t_{\text{ОТ}}, \text{ ч} (12)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{ОТ}}}{T} \cdot 100, \% (13)$$

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}}, \text{ кВт} (14)$$

Средняя потребляемая мощность:

$$\bar{P} = \frac{P \cdot t_{\text{ОТ}}}{T}, \text{ кВт} (15)$$

4.1.1 Пример расчета эффективности кратковременной эксплуатации скважин

Исходные данные для расчета (взяты искусственно, для упрощенного отображения эффекта):

$Q = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ - дебит скважины,

$H_{II} = 1500 \text{ м}$ - глубина подвески установки,

$h = 1000 \text{ м}$ - высота статического столба жидкости над приемом насоса,

$H_{Д} = 1100 \text{ м}$ - динамический уровень пластовой жидкости в скважине,

$P_{У} = 10 \text{ кгс}/\text{см}^2 (=100 \text{ м водного столба})$ - давление в выкидной линии устья скважины,

$P_{М} = 0 \text{ кгс}/\text{см}^2$ - давление в межтрубном пространстве скважины,

$d_{НКТ} = 123.7 \text{ мм}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны,

$D_{К} = 73 \text{ мм}$ - наружный диаметр НКТ.

Рассчитывается требуемый напор ЭЦН, по формуле (1), для подбора оборудования перед спуском в скважину:

$$H_{Н} = 1100 + 100 - 0 = 1200 \text{ (м)}(1)$$

Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины по формуле (2) составит:

$$S = \frac{3,14 \cdot (123,7^2 - 73^2)}{4} = 0,0078 \text{ (м}^2\text{)}(2)$$

Далее по имеющимся данным рассчитаем показатели работы каждого из сравниваемых режимов.

4.1.2 Непрерывная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций (332 ступени) и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Оборудование имеет следующие характеристики в оптимальном режиме:

$Q_{опт} = 37 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{опт} = 1060 \text{ м}$ - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{опт} = 36,5\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{опт} = 12,21 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме,

$P_{ном} = 16 \text{ кВт}$ - номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{НОМ} = 84\%$ - номинальный КПД ПЭД,

$s_{НОМ} = 5\%$ - номинальное скольжение ПЭД.

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики ЭЦН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0 = 30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ - подача ЭЦН в рабочем режиме,

$H_0 = 1250 \text{ м}$ - напор ЭЦН в рабочем режиме,

$\eta_0 = 35\%$ - КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Расчетаем мощность, потребляемую ЭЦН в рабочем режиме, по формуле (3):

$$N_0 = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0,35} = 12,18 \text{ (кВт)}(3)$$

Мощность ПЭД выбирается с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД и скольжение уменьшаются:

$\eta_{НД} = 82\%$ - КПД ПЭД в рабочем режиме,

$S_{НД} = 3\%$ - скольжение ПЭД в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 52,5 \text{ (н} \cdot \text{м)}(4)$$

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_C = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 2,67 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right)(5)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,27 (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 \text{ (кВт)}(6)$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{уд} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right) (7)$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 544800 руб., ПЭД16-117МВ5 524000 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электон-04-250» имеет стоимость 356000 руб. Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах. Общая стоимость оборудования составляет 1424800 руб.

4.1.3 Периодическая эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса с нерегулируемым приводом

Для периодической эксплуатации скважин УЭЦН с нерегулируемым приводом обычно используют установки производительностью, превышающей дебит скважин не более чем в 2 раза. Данному условию удовлетворяет установка с насосом ЭЦНА5-45-1300, состоящим из двух четырехметровых секций (299 ступеней), и электродвигателем ПЭД28-117МВ5. Они имеют следующие характеристики:

$Q_{опт} = 57 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{опт} = 1120 \text{ м}$ - напор насоса в оптимальном режиме,

$\eta_{опт} = 40\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме,

$N_{опт} = 18,14 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$P_{ном} = 28 \text{ кВт}$ - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{ном} = 84,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

С учетом изменения динамического уровня при периодической эксплуатации скважин ЭЦН будет работать в следующем режиме:

$Q_0 = 52 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в рабочем режиме,

$H_0 = 1200 \text{ м}$ - напор насоса в рабочем режиме,

$\eta_0 = 39\%$ - КПД насоса в рабочем режиме,

$N_0 = 18,18 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в рабочем режиме.

Мощность ЭЦН составляет 65% от номинальной мощности ПЭД.

При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{нд} = 82,5\%$ - КПД электродвигателя при недогрузке.

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 28 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 91,9 \text{ (н} \cdot \text{м)}(4)$$

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки), по формуле (8), равна:

$$K = \frac{52}{30} = 1,7(8)$$

Коэффициент снижения дебита скважины при ее переводе с непрерывной эксплуатации на периодическую обычно принимают $\varphi = 0,9$.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определится по формуле (10):

$$t_{\text{НК}} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,9)}{30} = 2,5 \text{ (ч)} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины рассчитаем по формуле (11):

$$t_{\text{от}} = \frac{2,5 \cdot 0,9}{1,9 - 0,9} = 2,25 \text{ (ч)}(11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит по формуле (12):

$$T = 2,5 + 2,25 = 4,75 \text{ (ч)}(12)$$

Подсчитаем продолжительность включения УЭЦН по (13):

$$k = \frac{2,25}{4,75} \cdot 100 = 47,4 \text{ (\%)}(13)$$

Вследствие того, что ПЭД имеют маслонаполненную конструкцию, их тепловая емкость достаточно велика. Для установления теплового равновесия ПЭД с охлаждающей средой при работе с номинальной нагрузкой требуется 20÷40 минут в зависимости от мощности электродвигателя и условий его охлаждения. Поэтому полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины позволяют сделать вывод о том, что электродвигатель установки работает в продолжительном режиме.

Другие элементы УЭЦН имеют меньшую тепловую емкость по сравнению с ПЭД. Поэтому их режимы работы можно также характеризовать как продолжительные.

С целью снижения отрицательного воздействия ударных пусковых перегрузок на МРП оборудования на практике устанавливают больший период эксплуатации, допуская дальнейшее снижение объема добычи нефти.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_c = \frac{52}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 4,63 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}}\right) (5)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 0,46 (кГс/см²)/мин.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{18,18}{0,825} = 22,04 \text{ (кВт)} \quad (6)$$

Средняя потребляемая мощность с учетом времени отбора равна:

$$\bar{P} = \frac{22,04 \cdot 2,25}{4,75} = 10,44 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{уд} = \frac{10,44 \cdot 24}{30 \cdot 0,9 \cdot 1,2} = 7,73 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}}\right) (7)$$

Стоимость ЭЦНА5-45-1300 равна 540000 руб., ПЭД28-117МВ5 638400 руб. Станция управления «Электрон-04-250» имеет стоимость 356000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 1534400 руб. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет 109600 рублей.

4.1.4 Кратковременная эксплуатация скважины установкой электроцентробежного насоса

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа УЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных

условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее:

$$Q_{\text{ОПТ}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции (160 ступеней).

где $Q_{\text{ОПТ}} = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}} = 1212 \text{ м}$ - напор насоса в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}} = 59\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}} = 30,14 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$P_{\text{НОМ}} = 32 \text{ кВт}$ - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{НОМ}} = 85\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

При частоте 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин напор равен $H_{\text{ОПТ}} = 1320 \text{ м}$.

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{ОПТ}} = 173 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}} = 1200 \text{ м}$ - напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}} = 39,3 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}} = 61\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме.

ПЭД32-117МВ5 при частоте 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{\text{НОМ}} = 42,7 \text{ кВт}$ - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{НОМ}} = 85,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД по формуле (4) равен:

$$M = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ (н} \cdot \text{м)}(4)$$

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен: $2,05 \div 4,2$.

Кратность увеличения МРП по износу насоса за счет периодичности его работы (запас производительности установки), по формуле (8), равна:

$$K = \frac{173}{30} = 5,77(8)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в $1,4 \div 2,8$ раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать $\varphi=0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине при притоке жидкости из пласта по квадратичному закону определится по формуле (10):

$$t_{\text{НК}} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1-0,99)}{30} = 0,25 \text{ (ч)} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины рассчитаем по формуле (11):

$$t_{\text{от}} = \frac{15 \cdot 0,99}{7-0,99} = 2,5 \text{ (мин)}(11)$$

Продолжительность периода эксплуатации скважины составит по формуле (12):

$$T = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ (мин)}(12)$$

Подсчитаем продолжительность включения УЭЦН по (13):

$$k = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \text{ (\%)}(13)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременный.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя по формуле (5) равна:

$$V_C = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 15,4 \left(\frac{\text{м}}{\text{мин}} \right)(5)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт $1,54$ (кГс/см²)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой, составляет по формуле (6):

$$P = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ (кВт)} \quad (6)$$

Средняя потребляемая мощность с учетом времени отбора равна:

$$\bar{P} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)}$$

Удельный расход электроэнергии, по формуле (7), равен:

$$P_{уд} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \right) (7)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 314800 руб., ПЭД32-117МВ5 684000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА, которая имеет стоимость 508000 руб. Общая стоимость оборудования составляет 1506800 руб. без НДС. Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 27600 рублей.

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость КЭС и достижение поставленной цели. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить объемы добычи нефти, увеличить МРП, обеспечить минимальный расход электроэнергии вопреки незначительному повышению стоимости оборудования.

При кратковременной эксплуатации скважин проявляется синергетический эффект, т.к. положительный эффект, оказываемый совокупностью технических решений на повышение МРП и срока службы

оборудования, а также на сокращение расхода электроэнергии, превосходит результат влияния на них каждого из технических решений в отдельности.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом (КЭС) по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность среди рассмотренных способов механизированной эксплуатации скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б5В	Новоселов Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

АЛГОРИТМ ПРИНЯТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Открытая площадка вблизи устьевой арматуры скважин, технологического оборудования, сосудов работающих под давлением
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. 	<ul style="list-style-type: none"> - Специальные правовые нормы трудового законодательства. - Организационные мероприятия.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных и опасных факторов. Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума и вибрации – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность; - механическая опасность
3. Экологическая безопасность:	– Влияние выбросов на атмосферный воздух, нормативы ПДВ..
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ. - Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Новоселов Александр Сергеевич		02.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

5.1.2 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий) Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1 Вредные вещества

При эксплуатации скважин, производственные объекты связаны с разливами нефти, порывами трубопроводов, возможностью воспламенения паров нефти и газа, их токсичностью, наличием устройств и трубопроводов, работающих под давлением, а также использованием различных механизмов (насосов, компрессоров) и электрооборудования. Для обеспечения безопасного проведения работ на производстве, необходимо соблюдать противопожарные меры и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³. [22]

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.2.2 Повышенный уровень шума

Шум обследуют при наличии источников шума на рабочем месте. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены ниже в таблице. Далее избыток уровней шума оценивается, например, во время работы центробежного насоса секционного (ЦНС), установки статического и динамического зондирования и т. д. При необходимости коллективные или отдельные меры разработаны для их уменьшения [7] (таблица 15) [23].

Таблица 2 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.2.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках Ломового нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ;
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы климатических параметров для наружных работ зависят от климатических регионов, степени тяжести и времени выполненных работ. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но они определяют конкретные меры для снижения их неблагоприятного воздействия на тело рабочего [23].

5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор ПРС ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов.

С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 16 [24].

Необходимо выполнить расчёт количества прожекторов на площадке для безопасной работы в ночное время. На площадке при проведении работ должно быть обязательно освещено: устье скважины, и агрегаты.

Таблица 3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЭС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Освещенность рабочих мест и территории скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил. При использовании агрегатов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины 100 лк;
- шкалы КИП 50 лк;
- площадки для производства работ 10 лк;

Наибольшее применение находят прожекторы ПЭС-35 (для небольших площадей), ПЭС-45, ПФС-45-1 с лампами накаливания мощностью 150, 500, 300 и 100 Вт, с лампами ДРЛ, мощностью 400 - 1000 Вт [25].

Расчет прожекторного освещения производится исключительно по точечному методу, так как прожектор — «капризный» оптический прибор, светораспределение которого сильно зависит от точности фокусировки и индивидуальных особенностей лампы, и практически оно известно лишь приближенно.

Рекомендуется размещать прожекторы сосредоточенными группами на мачтах или высоких местных предметах (с устройством огражденных

площадок). Наиболее часто применяются типовые мачты высотой 10, 15 и 21 м

Определение освещенности в любой точке при всех известных параметрах установки: типе прожектора, высоте h и координатах мачты освещения, угла наклона осей θ , азимутах осей β , не вызывает затруднений при расчете.

Исходные данные для расчета:

- Длина площадки (a) – 50 м;
- Ширина площадки (b) – 30 м;
- Площадь площадки (S) – 1500 м²;
- Минимальное значение освещенность на устье скважин (E) – 26 лк;
- Коэффициент запаса (k) – 1,5;
- Количество мачт (N) – 3;
- Высота каждой мачты (h) – 10 м;
- Тип используемых прожекторов – ПЗС 45, 1000/220.
- Выбираем контрольную точку, равноудаленную от мачт. Для нее $x/h=1,3$. Оптимальный $\theta=27^\circ$. Тогда в точке сумма $=54 \cdot 10^4$
- От первого прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $=20 \cdot 10^4$;
- От второго прожектора при $x/h=1$ приведенная освещенность $=10 \cdot 10^4$;
- От третьего прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $=20 \cdot 10^4$;
- Суммарно от всех трех мачт приведенная освещенность $=50 \cdot 10^4$.

Для того чтобы обеспечить норму освещения на устье скважин, следует принять:

$$\tau = \frac{50 \cdot 10^4}{100 \cdot 1,5 \cdot 10^2} = 33,33^\circ$$

Таким образом, для проведения на кустовой площадке работ по увеличению нефтеотдачи пласта в ночное время на площади равной 1500 м²

необходимо установить 3 осветительные мачты на которых необходимо разместить 10 прожекторов, марки ПЭС-45 мощностью 1000 Вт, установленный на высоте 10 м, рисунок 17. Удельная мощность которых составит 24 Вт/м².

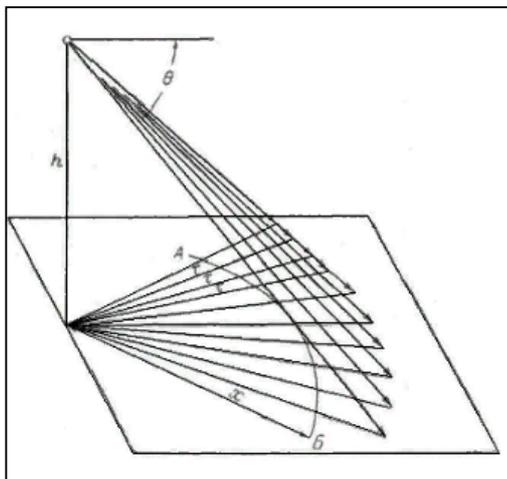


Рисунок 9 - Схематичное изображение размещение мачт на площадке и пучка прожекторов

5.2.5 Механические опасности

Любой объект, который может привести к травме человека в результате контакта объекта (или его частей) с человеком, несет механическую опасность. Опасная зона - это пространство, в котором опасный или вредный производственный фактор может нанести вред работнику.

Механическая опасность на предприятиях заключается в перемещающихся механизмах и машинах, незащищенных мобильных элементах производственного оборудования; заготовках, материалах, разрушающихся конструкций, острой кромки, стружки, шероховатостях на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падения предметов с высоты [26].

5.2.6 Давление

Превышение максимально допустимого давления, отказ контрольных и предохранительных клапанов, а также нарушение работы трубопроводов могут привести к разрушению оборудования и причинению вреда здоровью сотрудников, в том числе несовместимым с жизнью. Во избежание

возникновения инцидентов на производстве используются измерительные приборы, средства измерения КИПиА, а также предохранительная арматура.

5.2.7 Электробезопасность

Данный раздел отражает требования безопасности для электроустановок, которые являются источниками опасности, а также к работникам, занимающимся обслуживанием электрооборудования.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно в случае, когда электрическая цепь замыкается через его тело, т. е. когда человек касается сети не менее чем в двух точках. В то же время повышенное напряжение в электрической цепи и замыкание, которое может происходить через организм человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды и нормативных документов рассматриваются следующие вопросы: требования к электрическим оборудованию, анализ соответствия фактического положения в производстве указанным требованиям, отбор и оборудование категории помещения в зависимости от степени опасности поражения электрическим током, меры по устранению выявленных несоответствий, обоснование мер и средств защиты работников против электрического удара.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов)

и ее непрерывный контроль;

- установка оградительных устройств;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих

плакатов;

- применение малых напряжений;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение.

При необходимости, расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные электроизоляционные средства электрозащиты способны длительное время выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому им разрешается прикасаться к живым частям под напряжением. В установках напряжением до 1000 В - используются диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, индикаторы напряжения [5].

Индивидуальные дополнительные электробезопасные устройства имеют недостаточную электрическую прочность и не могут самостоятельно защищать человека от поражения током, их целью является усиление защитного действия основных изоляционных средств, с помощью которых их следует применять. В установках свыше 1000 В – используют диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдения природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и

надежности нефтепромыслового оборудования;

- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном

снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации грунта в период таяния. Любой ущерб окружающей среде, внутри и за пределами участков разработки должен быть устранен.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров. Для этого необходимо:

- Обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ;
- Монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);
- Внедрение гибких дисков-отражателей в резервуарах;
- Монтаж резервуарных конденсаторов;
- Снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;
- Сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);
- Ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

1. Применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;
2. Ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН-1);
3. Ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;

4. Оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС–1.

Производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности вследствие объективных и субъективных особенностей технологических процессов оказывает определённое техногенное воздействие на окружающую среду, основными видами которого являются:

1. Изъятие земельных ресурсов для строительства объектов нефтегазодобычи.

2. Нормативные выбросы в атмосферу, в водную среду, на рельеф побочных продуктов производственной деятельности.

3. Извлечение с нефтью высокоминерализованных попутных вод.

4. Захоронение отходов бурения.

5. Выбросы вредных веществ в атмосферу. (Сжигание нефтяного газа на факелах, испарение легких углеводородных фракций в процессе хранения и транспортирования нефти, работа специальной автотехники).

6. Аварийные разливы нефти и пластовых сточных вод. В результате указанных процессов в окружающую среду поступают различные вредные вещества:

- углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксиды углерода, сернистый ангидрид – при выбросах в атмосферу;

- нефть и нефтепродукты, пластовые минерализованные воды, синтетические вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии и парафиновые отложения, деэмульгаторы, химические реагенты, буровые сточные воды и буровой шлам – при сбросе в водные объекты и на рельеф местности.

Анализ воздействия на атмосферу. Воздействие на воздушную среду выражается в загрязнении воздуха пылью и газами при работе технологического и вспомогательного оборудования. При транспортировке грузов особенно большое загрязнение атмосферы имеет место при эксплуатации автотранспорта. Токсичными выбросами двигателей внутреннего сгорания являются отработавшие газы и пары топлива из карбюраторного и топливного бака. Дизельные двигатели выбрасывают в

атмосферу сажу. Также выброс загрязняющих веществ в атмосферу происходит в результате сжигания попутного нефтяного газа на факеле после первой ступени сепарации – факел высокого давления.

Выбросы углеводородов на каждой кустовой площадке происходят через не плотности соединений и уплотнений запорно-регулирующей аппаратуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений скважин и замерных установок. Количество ЗРА, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений зависит от количества и типа скважин на кустовой площадке, количества ЗУ и количества скважин, подведенных к ЗУ. Основные источники загрязнения атмосферы являются: факельная установка, нефтепродукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных, испытание скважин (нефть, газ, конденсат).

Анализ воздействия на гидросферу. Хотя объекты нефтегазового комплекса не являются мощными источниками загрязнения водной среды, тем не менее, находясь почти во всех районах страны, они прямо или косвенно могут оказывать воздействие на поверхностные и подземные воды.

Сточные воды (стоки) предприятий нефтегазового комплекса – это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и хозяйственно-бытового функционирования предприятий.

Основные потоки, образующие производственные загрязненные сточные воды, представляют собой:

- конденсационно-пластовые сточные воды, выделяющиеся в первичных сепараторах предприятий добычи и транспорта нефти и газа;
- подтоварные (пластовые) воды из резервуарных парков;
- технические воды после промывки оборудования;
- сточные воды с установок водоподготовки;
- сточные воды продувок котлов и систем обратного водоснабжения;
- воды от прямоточных схем охлаждения различного оборудования;

- воды от вспомогательных производств (РМЦ, гаражи).

Анализ воздействия на литосферу. При освоении, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа в значительной мере изменяется природный ландшафт. Почвенный покров – основной элемент ландшафта – первым испытывает на себе это воздействие. В связи с механическим нарушением и нередко химическим загрязнением происходит постепенная деградация почв, которая стала одной из основных экологических проблем нефтегазового комплекса. Наибольший ущерб приносят аварии на магистральных нефте- и газопроводах. Так при одном порыве нефтепровода выбрасывается в среднем 2 т нефти, что выводит из строя 1000 м³ земли, а в результате аварии на газоконденсатопроводе на землю в среднем попадает не менее 2 млн т/год нефтепродуктов.

Механические нарушения почвенного покрова наблюдаются на всех объектах нефтяной и газовой отрасли и связано с:

- строительными работами (возведение буровых установок, устьевого оборудования, прокладка трубопроводов, строительство промышленных корпусов, жилых поселков и коммуникаций);
- рекультивационными работами (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и др.).

Основные причины химического загрязнения почв на объектах нефтегазовой отрасли следующие:

- на нефтегазодобывающих предприятиях: возникновение газовых и нефтяных фонтанов, самовозгорание газа, выбросы подземных высокоминерализованных вод, сброс загрязненных сточных вод на рельеф, разлив буровой жидкости, ликвидация амбаров, разлив метанола, поступающего от установки регенерации, складирование шламообразных отходов, излив пластовой смеси, выбросы продуктов сгорания топлива и т.д.;

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций

Аварии могут произойти из-за технических причин, или с участием человеческого фактора, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов.

Для данного месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также

организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций.

5.4.2 Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций и разработка порядка действий в случае возникновения чрезвычайных ситуациях

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

При возгорание и взрыве, необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевых выпадений был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. В соответствии с методиками, определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду.

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД

конкурентоспособна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация скважин в осложненных условиях / С. С. Алескеров, Б. И. Алибеков, Б. И. Алиев, Ю. А. Бувич, В. Г. Варганов, Н. М. Манюхин, О. В. Чубанов – Москва : Недра. – 1971. – 200 с.
2. Чубанов, О. В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях : автореферат дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Чубанов Отто Викторович. – Москва, 1978. – 35 с.
3. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
4. Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190 с.
5. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
6. Ануфриев, С. Управа на врагов мехдобычи: Практика «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» / С. Ануфриев // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 90–93.
7. Опыт эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в нефти / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, В. Ф. Лесничий [и др.] - Обзорная инф., серия «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». – Москва : ВНИИОЭНГ, 1990, вып. 3, 56 с.
8. Маркелов, Д. В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти / Д. В. Маркелов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 2. – С. 30–35.
9. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 22–23.

10. Здольник, С. Е. Опыт управления осложнениями механизированного фонда скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / С. Е. Здольник, В. А. Литвиненко, 65
11. Маркелов, Р. А. Хабибуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 32–34.
12. Басов С.Г. Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин / С. Г. Басов, О. А. Тяпов, В. Г. Ханжин, А. Р. Гарифуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 94–96.
13. Бочарников В.Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков – Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. – 141 с.
14. Смирнов, Н. И. Ресурсные испытания ЭЦН: Тест на износ. Современные методы испытания ЭЦН на ресурс / Н. И. Смирнов. // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 168–171.
15. Мищенко, И. Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, А. Т. Кондратюк ; под ред. И. Т. Мищенко. Москва : Нефть и газ, 1996. – 190 с.
16. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Пермь : ООО «Пресс-мастер», 2007. – 645 с.
17. Алексеев, Ю. В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин ориентированного профиля ствола установками погружных электроцентробежных насосов : автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Алексеев Юрий Владимирович – Уфа, 2000. – 23 с.
18. Кутдусов, А. Т. Совершенствование эксплуатации наклонных скважин с высокой температурой, оборудованных электроцентробежными насосами: автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кутдусов Артур Тимерзянович – Уфа, 2002. – 23 с.

20. Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза. Справочник. 2-е изд., доп. и перераб. / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – Москва : Недра, 1980. – 583 с.
21. Ашмян, К. Д. Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения / К. Д. Ашмян, Г. Б. Немировская, А. Б. Фукс, Е. Сурков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 30–33.
22. Осуществлении месторождений жидких углеводородов, насыщенных твёрдой фазой / А. П. Крылов, Г. Г. Вахитов, Г. Ф. Требин [и др.] – ДАН СССР, 1975. – 225 с.
23. Малышев, А. Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразования в нефтяных скважинах / А. Г. Малышев, Н. А. Черемисина // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С. 58–60.
24. Тронов, В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1969. – 192 с.
25. Глинский, А. Покрытие STREAMAX™ – НКТ в безопасности / А. Глинский // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 96–98.
26. Истомин, В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – Москва : Недра. – 236 с.
27. Лукьянов, Ю. В. Новые технологии в процессах добычи нефти / Ю. В. Лукьянов, И. Ш. Гарифуллин, В. Г. Акшенцев // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 16–17.
28. Гарифуллин, И. Ш. Применение специальных погружных капиллярных устройств для предупреждения осложнений в скважине / И. Ш. Гарифуллин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 8. – С. 34–41.
29. Мальцев, А. П. Опыт внедрения оборудования для подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО / А. П. Мальцев, А. А. Сабиров, Н. Н. Соколов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – № 2. – С. 60–62.
30. Пат. 2273725 Российская федерация МКП Е 21 В 37/06, Е 21 В 43/24. Устройство и способ депарафинизации скважин / А. В. Робин; заявитель

- ипатентообладатель ООО «Псковгеокабель». – № 2004118649/03; заявл. 18.06.2004 ;опубл 10.04.2006, Бюл. № 10. – 8 с.
31. Рагулин, В. В. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть» - «Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» - «Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, А. Г. Михайлов, С. П. Хлебников // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 200. – № 1. – С. 38–41.
32. Рагулин, В. Технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании / В. Рагулин, А. Михайлов, В. Теплов [и др.] // Технологии ТЭК. – 2004. – № 4 (17). – С. 28–31.
33. Чебунин, А. Контейнер в скважине. На переднем крае борьбы с отложениями солей / А. Чебунин // Арсенал нефтедобычи. – 2007. – № 3. – С. 10– 11.
34. Михайлов, А. Скважина под надёжной защитой: Борьба «РН-Пурнефтегаза» с солеотложениями / А. Михайлов // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 146–149.
35. Меркушев, Ю. Ступени ЭЦН с низким солеотложением / Ю. Меркушев, Д. Краев, О. Виноградов, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2005. – № 3. – С. 30–31.
36. Меркушев, Ю. М. Опыт применения и проблемы использования ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения / Ю. М. Меркушев // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 150–151.
37. Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва: Орбита-М. – 2004. 432 с.
38. Сахаров, В. Определение глубины установки магнитного депарафинизатора на высокопарафинистых скважинах месторождений Южно- Тургайского прогиба / В. Сахаров, Б. Сейткасымов // Бурение и нефть. – 2005. – № 2. – С. 18–20.
39. Грехов, И. В. Борьба с коррозией ПЭД: Рецепты «РН-Пурнефтегаза» / И. В. Грехов // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 138–140.

