

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на газонефтяном месторождении "В. Д." (Сахалинская область)

УДК 622.276.72(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Алексеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	доцент, к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9), (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6), (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Богданову Максиму Алексеевичу

Тема работы:

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на газонефтяном месторождении "В. Д." (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.04.2017, №2427/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017
--	------------

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>Пакет геологической и геофизической информации по газонефтяному месторождению «В. Д.».</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. Геологическое описание газонефтяного месторождения «В. Д.»</p> <p>2. Образование, отложение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми веществами</p> <p>3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>4. Социальная ответственность при проведении мероприятий по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями</p>
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геологическое описание газонефтяного месторождения «В. Д.»	Чеканцева Лилия Васильевна
Образование, отложение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми веществами	Чеканцева Лилия Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность при проведении мероприятий по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	Грязнова Елена Николаевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Алексеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Богданов Максим Алексеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Прикладной бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения сребкования и ингибирования.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, НДС, заработная плата.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты эффективности проведения скребкования и ингибирования на месторождении.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявлено, что ингибирование более эффективно во всех отношениях.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Богданов Максим Алексеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Прикладной бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: месторождение В. Д., скважина №19. Область применения: для выбора метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- физические перегрузки.
- недостаточная освещенность
- повреждения в результате контакта с насекомыми
- токсические вещества

1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;;
- электрический ток;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола);
- пожаробезопасность

2. Экологическая безопасность

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

2. Экологическая безопасность

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
- решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- перечень возможных ЧС на объекте: природного характера:
- выбор наиболее типичной ЧС: - утечка;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов М.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 с., 5 рис., 6 табл., 27 источников, 3 прил.

Ключевые слова: асфальтены, парафины, ингибиторы, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы.

Объектом исследования является скважина №19 месторождения В.Д.

Цель работы–выбор более эффективного метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), как базового для данных промысловых условий.

Актуальность работы заключается в том, что на данный момент на большинстве месторождений (в том числе и В.Д.) одной из основных проблем осложненного фонда является отложение АСПО. Обоснованный выбор метода или сочетания нескольких методов борьбы позволит повысить технологическую эффективность и экономическую рентабельность добычи нефти на месторождении В.Д.

В процессе исследования проводились анализы двух методов борьбы с АСПО, рассмотренных с экономической и технологической сторон.

В результате исследования было выявлено, что химический метод (закачка ингибитора) оказался более эффективным. Данный метод борьбы с АСПО используется на месторождении и показал хорошую эффективность.

Область применения: месторождения нефти и газа, имеющие осложнения в виде асфальтосмолопарафиновых отложений.

Экономическая эффективность/значимость работы: грамотный и обоснованный выбор борьбы ведет к менее затратной добыче и, как следствие, большей прибыли.

В будущем планируется повысить наработку на отказ, применяя разработанные рекомендации, направленные на превентивные средства защиты.

Обозначения и сокращения

АСПО- асфальтосмолопарафиновые вещества

АСПВ- асфальтосмолопарафиновые вещества

УВ- углеводороды

ПАВ- поверхностно-активные вещества

ШГН- штанговый глубинный насос

УЭЦН- установка электрического центробежного насоса

СИЗ- средства индивидуальной защиты

ГДИС- гидродинамические исследования скважин

ГИС- геофизические исследования скважин

УПН- установка подготовки нефти

УППН- установка предварительной подготовки нефти

ППД- поддержание пластового давления

ГКЗ- государственный комитет по запасам полезных ископаемых

Содержание

Введение.....	12
1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В. Д.	14
1.1 Общие сведения о месторождении	14
1.2 Геологическое строение месторождения и залежей	15
1.3 Литологическая характеристика пластов	20
1.4 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств по керну	23
1.5 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин по ГИС	25
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	28
1.6 Запасы нефти и газа	32
2. ОБРАЗОВАНИЕ, ОТЛОЖЕНИЕ И БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ.....	36
2.1 Механизм появления асфальтосмолопарафиновых отложений	37
2.2 Химический состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений	39
2.3 Влияние химического состава нефтей на процессы появления асфальтосмолопарафиновых отложений	41
2.4 Причины, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений	43
2.5. Виды методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	47
2.6 Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями химическими и механическими методами.....	48
2.7 Методы борьбы с АСПО, применяемые на месторождении В. Д. ..	52

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	57
3.1 Скребкование.....	57
3.2 Закачка ингибитора OBSENOL RM 45.....	58
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	60
4.1. Введение.....	60
4.2. Производственная безопасность	60
4.3. Экологическая безопасность.	67
4.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
Список литературы.	80
Приложение А Географическая карта Северного Сахалина	83
Приложение Б Затраты на скребкование.....	84
Приложение В Затраты на закачку ингибитора.....	87

Введение

Образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) является важной проблемой, возникающей при добыче парафинистых нефтей. Эти отложения вызывают сложности в работе скважин и всей ветки оборудования, по которой проходит нефть. Их формирование снижает коэффициент полезного действия насосных установок и производительности всей системы. Усиление осадкообразования происходит из-за образования эмульсий вместе с пластовой водой на выходе из скважины.

Борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями ведут в двух направлениях при добыче нефти. Во-первых, это профилактика возможности отложений и во-вторых, удаление уже существующих АСПО.

Способ эксплуатации месторождения, термо- и барические режимы течений, состав и характеристики продукции, добываемой на месторождении - от всех этих факторов зависит выбор наилучшего способа борьбы с АСПО (а также нескольких вариантов таких способов) и эффект этих способов.

Данная проблема в добыче остается одной из самых актуальных в нефтегазовой отрасли России, даже несмотря на обилие различных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. На месторождениях ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» (Северный Сахалин) также это осложнение остается одной из основополагающих затруднений осложненного фонда скважин.

На рассматриваемом месторождении В. Д. данное осложнение имеет значительное влияние на дебит, поэтому целью работы будет выбор более эффективного метода как базового для данных промысловых условий. Для этого необходимо провести анализ используемых методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, как с точки зрения технологической эффективности, так и экономической рентабельности. При проведении анализа необходимо учесть все условия и факторы, которые присутствуют или могут присутствовать на данном месторождении.

Данная работа позволяет подтвердить или опровергнуть правильность выбора методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые используются в настоящее время в ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» на месторождении В. Д.

Новизна работы заключается в том, что на основе комплексного анализа используемых методов дано технологическое и экономическое обоснование выбора метода борьбы с АСПО на рассматриваемой скважине №19 месторождения В. Д.

Практическая значимость данной работы обусловлена возможностью совершенствования дальнейшей эксплуатации скважины в течение всего периода разработки, так как от данного выбора зависят практически все параметры эксплуатации, и чем эффективнее метод, тем менее затратным становится добыча.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В.Д.

1.1 Общие сведения о месторождении

Лицензия ЮСХ № 00823 НЭ на добычу нефти и газа, выдана ОАО «НК»Р.Н.» (114998, г. Москва, Софийская набережная, дом 26/1, тел. (495) 777 - 44 - 22, факс (495) 777 - 44 - 44) от 14.11.2006 г., оператор по добыче ООО «Р.Н. –С.М.Н.Г.».

Месторождение расположено в северо-западной части Северного Сахалина. В административном отношении входит в состав Ногликского района Сахалинской области, в 55 км севернее его центра - пгт Ноглики и в 186 км южнее г. Охи, в нижнем течении реки Даги. Сообщение с г. Охой и районным центром п.г.т. Ноглики происходит по грунтовой. Нефть по нефтепроводу Д.-П. перекачивается на нефтеперерабатывающий завод в Комсомольск-на-Амуре. Географическая карта данного района приведена в Приложении А.

Район месторождения сильно залесен и трудно проходим, имеет мелкосопочный рельеф, абсолютные отметки высот колеблются от 14 до 60 м. В пределах площади широко развиты топкие мари. Речная сеть представлена рекой Д. с многочисленными старицами и ручьями. Река имеет сильную заболоченную, достигающую ширины 2-х км, пойму с многочисленными старицами и озерами. Ширина русла составляет 30-40 м, при глубине 2-3 м. Климат района прибрежно-морской, обычный для северного Сахалина, с коротким летом и суровой продолжительной зимой. Лето с дождями и туманами, зима с частыми метелями и снегопадами. Зимой почва промерзает до глубины 1,5 м.

С мая 1970 года месторождение находилось в пробной эксплуатации и дальнейшей разведке. Введено в промышленную разработку в 1974 году. Первый подсчет запасов нефти и газа, утвержденный в ГКЗ СССР, был проведен по состоянию изученности на 1.03.1973 года, при пробуренном фонде 17-ти поисковых-разведочных и 2-х эксплуатационных скважин [1].

В 1974 году месторождение введено в промышленную разработку на основе составленной в этом же году технологической схемы.

По состоянию на 1.01.1975 года был произведен оперативный пересчет запасов нефти и газа. К этому времени на месторождении пробурено 23 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

С начала разработки, с 1974 г. по 1976 год, продолжалось бурение разведочных и эксплуатационных скважин, которое уточнило представление о геологическом строении и величинах запасов нефти и газа. С 1987 года пробурено 4 эксплуатационных скважины №№ 39, 40, 44, 45 в IV блоке на I и II пласты, что показало более сложное геологическое строение [2].

1.2 Геологическое строение месторождения и залежей

Месторождение В. Д. расположено в Ногликском районе.

В тектоническом отношении В-Д месторождение входит в состав В-Д антиклинальной зоны Восточно-Сахалинского антиклинория и представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания размерами 5,5 x 2,3 км. Углы падения по обоим крыльям по верхним пластам 5-8°. По нижележащим структурным планам складка приобретает более рельефные очертания, углы падения структуры увеличиваются по мере погружения. Так, по кровле основного нефтегазоносного пласта Л окобыкайской свиты углы падения крыльев складки составляют: западного – 10-15⁰; восточного – 15-25⁰. Размеры складки по этому пласту 4,5x1,8 км. Амплитуда складки по центральным блокам (IV-III) достигает 300- 350 м [3].

Залежи нефти и газа приурочены к осадочному комплексу неогенового возраста, вскрытой мощности до 3000 м. Вскрытый глубокими скважинами разрез (2960 м) представлен песчано-алеврито-глинистыми отложениями неогенового и четвертичного возрастов. Отложения неогеновой системы по литологическим и биофаціальным особенностям подразделяются снизу-вверх на свиты:

-дагинскую;

-окобыкайскую;

-нутовскую [4].

Дагинская свита в пределах площади представлена песчаниками с прослоями глин и алевролитов, вскрытой мощностью около 600 м. Промышленная нефтегазоносность установлена в Idg и Pdg песчано-алевролитовых пластах.

Окобыкайская свита представлена темно-серыми глинами и маломощными пропластками алевролитов, глинистых песчаников. В верхней части свиты (□200 м) наблюдается увеличение количества песков, алевролитов и песчаников. Мощность свиты в центральной части структуры 1360 м, на крыльях она увеличивается до 1700 м. Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах Л, Д, Ж и З.

Нутовская свита сложена песками средне- и мелкозернистыми, реже крупнозернистыми, нередко косослоистыми и алевролитами. Подчиненное значение в разрезе имеют прослой глины и алевролитов. Мощность свиты достигает 800-1000 м.

Четвертичные отложения представлены делювиальными и аллювиальными осадками. Мощность их небольшая и редко достигает 1-1,5 м.

Скопления нефти и газа приурочены к отложениям дагинской и окобыкайской свит. Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена опробованием и эксплуатацией пластов Д, Ж, З и Л окобыкайской свиты, Idg и Pdg дагинской свиты. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в центральных III и IV блоках. Пласт Л вмещает нефтегазовые залежи, а пласты Idg, Pdg дагинской свиты – нефтяные залежи. Залежи газа приурочены к пластам Д, Ж и З. Всего выявлено 9 залежей: 4 – нефтяные (Idg пласт в III и IV блоках, Pdg пласт в III и IV блоках), 2 – нефтегазовые (пласт Л в III и IV блоках) и 3 – газовых (пласты Д, Ж, З).

Все залежи по запасам отнесены к категории мелких.

Дизъюнктивными нарушениями (сбросами) складка разбита на 5 тектонических блоков (I, II, III, IV, V). Каждый северный блок опущен по

отношению к южному, граф. прил. 12, 13, 14. Исключение составляет центральный наиболее приподнятый IV блок. От III-го блока он отделен сбросом № 4, имеющим субширотное простирание и амплитуду 150-240 метров. Плоскость этого сброса падает на юго-восток под углом 45-50°. От V-го блока IV блок ограничен сбросом № 5. Этот сброс имеет субширотное простирание и падает в северном направлении под углом 40-45°. Амплитуда сброса – 200 метров. По отношению к указанным блокам,

IV блок приподнят на 150-200 метров и содержит основные залежи нефти и газа.

В 1990 году более детально разобраться в геологическом строении основных продуктивных блоков месторождения позволили последние результаты бурения и опробования скважин, пробуренных в процессе разработки. Так, бурение скважины 22 уточнило плоскость разрыва, ограничивающего залежь Л пласта в IV блоке с севера. Скважины №№ 35 и 39, пробуренные, соответственно, в IV и III блоках, уточнили падение западного крыла складки. Результаты бурения скважин №№ 39, 40, 44 и 45 дали основание разделить ранее единый блок III на два самостоятельных блока – III и III^а.

Уточнено также и положение разрыва, разделяющего блоки III и IV.

Сброс № 1 прослеживается в южной части структуры. Пересекается скважиной 14 на глубине 1957 м, в которой из разреза выпадает глинистая пачка мощностью 150 метров, залегающая между пластом Л окобыкайской свиты и I пластом дагинской свиты. Сброс имеет северо-восточное простирание и падает в северо-западном направлении под углом 35-40°.

Сброс № 2 подсечен скважинами №№ 10 и 14 соответственно на глубинах 1723 и 1433. В скв. 10 из разреза выпадает пачка глин мощностью 110 м, залегающих между IX и Л пластом окобыкайской свиты. В скв. 14 выбиты глины (□100 м) между VIII и IX пластами. Сброс имеет северо-восточное простирание и погружается в северо-западном направлении под углом 30-40°.

Сброс № 3 – наличие сброса подтверждено скважинами №№ 8, 10 и 32. Скважиной № 10 он пересечен на глубине 660 м, где из разреза выпадает II пласт

мощностью 40 м. В скв. 32 этот сброс отмечен на глубине 2110 метров, где из разреза выбита пачка глин над I dg пластом мощностью 50 м. В скв. 8 он проходит на глубине 2391 м. Из разреза выпадает нижняя часть II дагинского пласта мощностью 40 м. Наличие этого сброса подтвердил и тот факт, что по I dg пласту в скважине № 1 получен приток нефти, в скважине № 32 при опробовании того же пласта на тех же гипсометрических абсолютных отметках получен фонтан чистого газа. Сброс имеет северо-восточное простирание и погружается в северо-западном направлении под углом 50-55°.

Сброс № 4 установлен скважинами №№ 4, 12 и 13 соответственно на глубине: 2336, 1840, 2176 метров он имеет северо-восточное простирание с амплитудой около 140-120 метров. Угол падения плоскости сбрасывателя в юго-восточном направлении составляет 50-60°. Данный сброс служит экраном для залежей нефти и газа в III и IV тектонических блоках.

Сброс № 5 зафиксирован в скважинах №№ 2, 18, 5, 6 и 17 соответственно на глубинах: 1161, 1030, 1191, 1153 и 1160 метров. В этих скважинах выбито 145-160 метров разреза.

По типу резервуара все залежи относятся к пластовым залежам; по типу ловушки – пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Высоты нефтяных залежей составляют от 14 м до 107 м, газовых залежей - от 23 м до 28 м. Глубина залегания залежей от 770 м до 2650 м.

Пласт Л залегает на глубинах 1888-2433 м и вскрыт скважинами №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 17, 30, 32. Общая мощность пласта составляет 24-44м. Сложен пласт светло-серыми, серыми мелкозернистыми песчаниками с прослоями разномзернистых песчаников, алевролитов и глин, реже песков.

Разрез пласта характеризуется следующими данными: верхняя часть представлена монолитными мелко- и среднезернистыми песчаниками, книзу пласт расчленяется на ряд маломощных прослоев и постепенно полностью глинизируется. В средней части выделяются несколько песчаных прослоев мощностью до 4 м каждый.

Песчаники светло-серые, мелкозернистые с прослоями разнозернистых песчаников, алевролитов и глин, реже уплотненных песков. Песчаники слабой и средней цементации, изредка – крепкие, плохо отсортированные.

Цемент – глинистый и глинистый с примесью карбонатов, содержание последних варьируется в пределах от 0,08 до 8,9%. Глинистый материал распространен повсеместно и содержится в пределах от 5 до 28%, редко до 30-34%.

Тип цемента чаще поровый, реже смешанный (поровый и неполно-поровый).

Пласт З вскрыт скважинами №№ 1, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 30, 32 на глубинах 1036-2060м. Общая мощность – 24-45м. Сложен пласт серыми, разнозернистыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов.

Пласт Ж вскрыт скважинами №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 30, 32 на глубинах 923-1645м. Общая мощность пласта 42-58м. Сложен пласт светло-серыми песками и песчаниками с прослоями серых алевролитов и глин. Песчаники, по данным определения гранулометрического состава пород, мелкозернистые, алевролитистые, слабо сцементированные, плохо отсортированные. Пески разнозернистые, алевролитистые, с гравием. Алевролиты сильно глинистые, песчанистые, слабо и крепкоцементированные, в различной степени карбонатистые, иногда плохо отсортированные.

Пласт Д вскрыт скважинами №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17 на глубинах 779-1271м. Общая мощность пласта 41-59м. Сложен он серыми, мелкозернистыми, слабосцементированными песчаниками с прослоями алевролитов.

Пласт I dg вскрыт скважинами №№ 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 30, 32 на глубинах 1989,5-2592м. Отмечается общая тенденция увеличения мощности от свода на восток до 10 м, на запад от свода до 56 м. Наименьшие значения мощности пласта отмечаются в сводовой части структуры в блоке IV, наибольшие – в блоках III и IIIa, что может указывать на

конседиментационное погружение блоков III и IIIa относительно блока IV.

Пласт представлен серыми и светло-серыми песчаниками и алевролитами с редкими прослоями алевроитовых глин.

Песчаники мелко- и среднезернистые, алевроито-глинистые, алевроитовые, часто плохо отсортированные и среднесцементированные.

Обломочная часть песчано-алевритовых пород представлена кварцем (56,5%), полевыми шпатами (33,5%) и обломками пород (10%).

Цементом служит глинистый и глинисто-карбонатный материал, карбонаты присутствуют в образцах от 0,09 до 15,6%. Иногда встречаются вторичные карбонаты пойкилитовой структуры, которые существенно снижают коллекторские свойства пород. Цементирующая масса распределена по породе неравномерно.

Пласт II dg вскрыт скважинами №№ 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 30, 32 на глубинах 2080-2640 м. Общая мощность пласта изменяется с запада на восток от 69 до 37 м. Пласт представлен светло-серыми, серыми песчаниками с редкими прослоями темно-серых и серых алевролитов. Песчаники от слабо- до крепкосцементированных.

Тип цемента поровый, реже неполно-поровый. По составу цемент – глинистый и карбонатно-глинистый, распределен по породе неравномерно [5].

1.3 Литологическая характеристика пластов

Изученный на керновом материале продуктивный разрез месторождения залегает в достаточно широком диапазоне глубин – от 800,00 до 2700,00

Все изученные пласты в разной степени имеют слоистое строение: прослой коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами переслаиваются с породами неколлекторами. Коллектора порового типа представлены в основном песчаниками, реже алевроито-песчаниками и алевролитами, в пластах Д, Ж и З отмечаются рыхлые разности. Прослой неколлекторов сложены глинами, алевроито-глинами, глинистыми алевролитами,

плохо отсортированными преимущественного глинистыми породами (хлидолитами).

Во всех продуктивных пластах отмечаются зоны повышенной карбонатизации (прослой, линзы) в которых содержание кальцита составляет от 12 до 50%.

Литологически эти зоны представлены песчаниками, алеврито-песчаниками, алевролитами и глинами (мергелями). В песчаных породах, указанных зон, практически все поровое пространство заполнено кальцитом, вследствие чего породы становятся неколлекторами.

В составе обломочной части коллекторов преобладает кварц, в меньшем количестве присутствуют полевые шпаты и обломки пород. Цемент сложен преимущественно глинистыми минералами. Очень часто породы содержат углефицированные растительные остатки.

Пласты Д, Ж, З, верхние продуктивные пласты окобыкайского горизонта, керновым материалом представлены слабо. Коллекторы пластов изучены на единичных образцах, представленных алевролитом песчано-глинистым и алеврито-песчаником. Внутрипластовые непроницаемые прослой сложены глинами алевритовыми, алеврито-глинами, сильно глинистыми алевролитами и хлидолитами.

Пласт $L_{ок}$ сложен песчаниками с прослоями алевролитов, алеврито-песчаников и глин.

Алевролиты темно-серые, сильно глинистые, крепкие.

Глины темно-серые, уплотненные, плохо отсортированные, песчано-алевролитовые.

Пласт I_{dg} представлен песчаниками, алеврито-песчаниками, алевролитами с тонкими прослоями глин.

Песчаники светло-серые и серые, от мелко-среднезернистых до мелкозернистых, алевритисто-глинистые и глинисто-алевролитовые, плохо отсортированные, средней крепости и крепкие, массивные и слоистые.

Алевролиты серые и темно-серые, глинисто-песчаные, глинисто-песчаные и сильно глинистые, крепкие, содержат линзы и прослойки песчаников.

Глина темно-серая до черной, сильно уплотненная до аргиллитоподобной, отмечаются зеркала скольжения.

Пласт Π_{dg} сложен песчаниками с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые и мелкозернистые, чаще алевритовые и глинистые, плохо отсортированные, крепкие, чаще массивные, реже содержат прослойки глин и гальку.

Алевролиты темно-серые, глинисто-песчаные и сильно глинистые, крепкие.

Аргиллиты темно-серые до черных, крепкие, с зеркалами скольжения, ориентированных в разных направлениях.

Таблица 1 – Диапазоны изменения ФЕС и седиментационных параметров пород

Тип породы	Пласты	$K_{пр},$ $*10^{-3} \text{МкМ}^2$	$K_{п},$ %	$C_{гл},$ %	S
песчаники	Лок	<u>3.6-575.6</u>	<u>12.7-20.8</u>	<u>5.35-19.2</u>	<u>1.4-2.38</u>
		83.4	18.2	11.4	1.77
	Idg	<u>0.27-310</u>	<u>9.9-21.0</u>	<u>6.8-22.2</u>	<u>1.62-3.93</u>
		20.5	15.5	16.5	2.47
	Π_{dg}	<u>0.0-562.0</u>	<u>7.93-22.39</u>	<u>9.54-22.8</u>	<u>1.54-3.28</u>
		51.5	16.4	13.42	2.1
алеврито-песчаники	Лок	<u>0.1-24.67</u>	<u>6.6-19.22</u>	<u>14.6-24.8</u>	<u>2.21-4.95</u>
		5.2	11.9	20.3	3.97
	Idg	<u>0.09-7.44</u>	<u>7.85-18.6</u>	<u>12.9-21.9</u>	<u>2.18-3.01</u>
		1.3	12.2	17.2	2.49

Продолжение таблицы 1.

	Π_{dg}	<u>0.06-80.57</u> 7.44	<u>5.3-22.15</u> 13.13	<u>12.8-22.96</u> 17.5	<u>2.17-3.33</u> 2.49
алевролиты	Лок	0.0	<u>4.58-5.07</u> 4.87	<u>33.7-37.0</u> 35.4	<u>3.12-3.14</u> 3.13
	Idg	<u>0.0-4.82</u> 1.07	<u>3.59-18.43</u> 11.1	<u>15.6-32.8</u> 22.6	<u>2.13-3.15</u> 2.59
	Π_{dg}	<u>0.09-1.23</u> 0.47	<u>6.34-13.08</u> 8.46	<u>16.8-40.55</u> 23.46	<u>2.31-3.19</u> 2.58
	Лок	0.15	6.76	27.2	4.81
хлидолиты	Idg	<u>0.15-2.13</u> 0.74	<u>6.1-16.3</u> 10.6	<u>26.8-32.0</u> 28.4	<u>3.62-5.93</u> 4.6
	Π_{dg}				
	Лок	0.0	5.95	<u>37.0-47.9</u> 44.3	<u>3.29-3.42</u> 3.35
алевроито-глины	Idg	<u>0.0-0.1</u> 0.05	<u>7.5-8.9</u> 8.2	<u>34.2-36.4</u> 35.3	<u>3.36-3.4</u> 3.38
	Π_{dg}				
	Лок	0.1	<u>6.0-8.1</u> 7.1	<u>53.0-60.3</u> 56.7	<u>3.1-4.06</u> 3.58
глины	Idg			<u>51.8-66.8</u> 59.3	<u>2.83-3.38</u> 3.1
	Π_{dg}				

В таблицах: в знаменателе – среднее значение; в числителе – диапазон изменения.

1.4 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств по керну

По керновым данным коллекторы месторождения характеризуются как низко- и среднепроницаемые.

Открытая пористость пород с глубиной уменьшается, однако, значения абсолютной газопроницаемости с глубиной не претерпевают изменений

Геофизические исследования скважин (ГИС)

Промыслово-геофизические исследования на месторождении В. Д. проводились с 1970 года в глубоких скважинах (2000-2780м) вертикальных и наклонно-направленных, пробуренных на пресных буровых растворах, удельное сопротивление которых варьировалось от 3,5 до 7,5 Ом. Плотность растворов 1,2- 1,44 г /см³, вязкость 20-55 сек.

Всего пробурено 32 скважины.

В скважинах выполнен обязательный комплекс ГИС:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование;
- микрокаротажное зондирование;
- кавернометрия;
- термометрия при установившемся и неустойчивом тепловом режиме;
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ННК-Т, ИННК);
- Определение высоты подъема цемента и качество цементирования акустическим цементом, цементом ГГК и термометром ТЭГ;
- газовый каротаж;
- инклинометрия.

Электрометрические работы на месторождении – стандартный каротаж и боковое электрическое зондирование в большинстве скважин проведены унифицированным комплексом зондов. Качество материалов удовлетворительное.

Диаграммы стандартного каротажа использовались для выделения коллекторов и корреляции вскрытого разреза. Материалы БЭЗ являются основным источником информации при определении удельного электрического сопротивления пласта, зоны проникновения и глубины проникновения фильтра глинистого раствора в пласты.

Укрупненные масштабы регистрации кривых БЭЗ, их удовлетворительное качество и позволяют считать, что исходные параметры для определения пористости, нефтегазонасыщенности, эффективных мощностей определены достаточно точно [6].

Совместная регистрация кривых микропотенциал- и микроградиент-зондов при микрокаротаже обусловила удовлетворительное качество этих замеров. Кривые микрозондирования использовались для выделения коллекторов и определения их эффективных мощностей.

Кавернометрия, как обязательный вид исследования скважин, не выполнена в скважинах № 1(II ствол) и № 12 по причине осложнений при бурении. Замеры каверномером использованы при выделении эффективных мощностей.

Удельное электрическое сопротивление глинистого раствора, полученное по кривым скважинного резистивиметра, служило отправной величиной ρ_c при интерпретации кривых зондирования.

1.5 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин по ГИС

Выделение коллекторов в разрезе месторождении проводились по общепринятой методике, основанной на использовании суммы качественных признаков, основными из которых являются:

- отрицательная аномалии на кривой ПС
- минимальные показания кривых ГК
- наличие проникновения фильтрата бурового раствора в пласт
- положительное приращение кривой микропотенциал зонда над кривой микроградиент зонда
- уменьшение диаметра скважины относительно номинального на кавернограмме (наличие глинистой корки)

Кроме качественных признаков, использовались и количественные критерии.

Для разделения пород на коллектор и неколлектор была предпринята попытка использовать результаты лабораторных работ по определению нижних пределов пористости и проницаемости коллектора пласта «Л», I dg, II dg. За количественный критерий при выделении эффективных мощностей был принят геофизический параметр $\alpha_{ПС}$. Так, для пласта «Л» граничное значение параметра менялось от $\alpha_{ПС}=0,2$ при $K_{по}=11\%$ и до $\alpha_{ПС}=0,25$ при $K_{по}=12,5\%$. Для нижележащих пластов зависимость $\alpha_{ПС}$ от $K_{по}$ не были определены из-за отсутствия надеждой связи между этими параметрами, что объясняется, по-видимому, высокой плотностью этих отложений.

Открытая пористость коллекторов на месторождении В.Д. определялась методом сопротивления и для трех скважин (1,12,30) по комплексу нейтронного и гамма-методов (НКТ и ГК).

В основе способа оценки пористости по методу сопротивлений лежит связь между параметром пористости R_p ($R_{зп}$) и коэффициентом пористости K_p .

Зависимости $R = f(K_p)$ построены отдельно для отложений окобыкайской и дагинской свит и получены по результатам сопоставления значений относительного сопротивления по геофизическим данным с открытой пористостью пород по керну.

Величина параметра пористости определялась по сопротивлениям неизменной части пласта и зоны проникновения.

Относительное сопротивление зоны проникновения определялось по формуле:

$$R_{зп} = r_{зп} / (\rho_f * g * Q * \Pi);$$

где $r_{зп}$ – сопротивление зоны проникновения, полученное по результатам интерпретации данных БКЗ;

ρ_f – сопротивление фильтра бурового раствора;

g – поправка за остаточную водонасыщенность в зоне проникновения;

Q – поправка за остаточную нефтегазонасыщенность в зоне проникновения;

П – поправка за поверхностную проводимость.

Для чисто водоносного пласта параметр пористости вычислялся по формуле:

$$R_{п} = r_{вп} / r_{в};$$

Где $r_{вп}$ – удельное сопротивление пласта, насыщенного водой, которое определялось по данным интерпретации БКЗ;

$r_{в}$ – сопротивление пластовой воды, определенное методом ПС и подтвержденное результатами химического анализа вод.

Методика оценки пористости по НКТ основана на наличии зависимости между показаниями $J_{нт}$ и суммарным водородосодержанием пласта w_{Σ} . Суммарное водородосодержание w_{Σ} определяется суммой порового пространства, заполненного водой или нефтью, и водородосодержанием глинистого цемента $w_{гл}$ на единицу объема породы.

$$w_{\Sigma} = K_{п} + w_{гл} \quad \text{отсюда} \quad K_{п} = w_{\Sigma} - w_{гл}.$$

Для перехода к открытой пористости использовалась зависимость $K_{по} = f(K_{п})$, построенная для месторождения по керновым данным. Коэффициент пористости по данным нейтронного каротажа определялся двумя способами: по кривым водородосодержания и способом Бишопа.

Коэффициент нефтегазонасыщенности для чистых коллекторов определялся по параметру насыщения

$$R_{нг} = r_{п} / r_{вп},$$

Где $r_{п}$ – удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, полученное при интерпретации материалов ГИС; $r_{вп}$ – удельное электрическое сопротивление той же породы при 100% водонасыщенности, полученное по результатам интерпретации материалов БКЗ расчетным путем по формуле $r_{вп} = R_{п} * r_{вт}$, при известных R и $r_{вт}$ или по законтурным скважинам. При определении коэффициента нефтегазонасыщенности использовалась зависимость $R_{нг} = f(K_{в})$ построенная для пород месторождения по керновым данным отдельно для пласта «Л» и $П_{dg}$ пласта.

Коэффициент нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов определялся по методике С.Г.Комарова при этом учитывалось соотношение объемов чистой и глинистой компонент породы

$$K_{нг} = K_{нч} * (1 - K_{гл}) * (K_{пч} / K_{п}),$$

где $K_{нч}$ - коэффициент нефтегазонасыщенности чистой компоненты породы;

$K_{гл}$ – объемная глинистость коллектора;

$K_{пч}$ – пористость чистой компоненты глинистого песчаника;

$K_{п}$ – общая пористость глинистого коллектора.

Объемная глинистость $K_{гл}$ определялась по гамма-каротажу. По кривым ГК определялся относительный разностный параметр $\Delta J_{\gamma} = (J_x - J_{min}) / (J_{max} - J_{min})$, а по эталонной зависимости, построенной по керновым данным $K_{гл} = f(\Delta J_{\gamma})$. В формуле относительного разностного параметра J_x , J_{min} , J_{max} – соответственно интенсивности γ -излучения против исследуемого и опорных пластов чистого песчаника и чистых глин. В качестве J_{min} использовалась интенсивность γ -излучения против незаглинизированного песчаника, характеризующегося максимальными отрицательными амплитудами ПС и минимальными показаниями J_{γ} на кривой ГК. За показания J_{max} принимались среднемаксимальные показания J_{γ} против близлежащих наиболее отсортированных глин с максимальными кавернами.

Полученные значения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности использовались при подсчете запасов нефти и газа на данном месторождении.

1.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Лабораторные исследования свойств и состава нефти, газа проводились по пробам, отобранным за период 1970-1973 г.г., в лабораториях СО ВНИГРИ, ЦНИЛ Объединения «Сахалиннефть», института «СахалинНИПИморнефть».

Физико-химические свойства сепарированных нефтей охарактеризованы результатами исследования 18 проб отобранных в поверхностных условиях из 5 скважин по 3 пластам и 3 глубинными пробами из 2 пластов.

Свойства нефтей в пластовых условиях изучены методами дифференциального и однократного (по ступеням) разгазирования на установке УИПН-2 по методике ВНИИнефть, сепарированных нефтей и газов – по действующим ГОСТам и методикам.

Пласт Л содержит газонефтяные залежи в III и IV блоках. Глубинные пробы нефти из скважины №3 отбирались в первый месяц эксплуатации в июле 1971 года во время работы скважины на 6 мм штуцере с дебитом 41 т/сутки, забойным давлением 12,8 МПа; газовый фактор не замерялся. Отбор проб производился в двухфазном потоке, пробы имели давление насыщения 14,1, 12,6 и 10,6 МПа. Скважина №5 на дату отбора проб (IX.70), вероятно, не очистилась от технической воды, поэтому было проведено исследование рекомбинированных проб, созданных насыщением сепарированной нефти газом, отобранным из лубрикатора работающей скважины (1 проба). В 1972 году отбирались глубинные пробы: один пробоотборник содержал нефть с давлением насыщения 12,8 МПа при $P_{заб.}$ равном 11,78 МПа, второй - чистый газ. Полученная проба нефти донасыщалась газом до давления 19,75 МПа, близкого к начальному пластовому давлению. Из пластов I+II (блока III) отбиралась глубинная проба в скважине № 1. Динамика эксплуатационных показателей и результаты отбора пробы свидетельствовала о полной насыщенности нефти газом в начальных пластовых условиях. За пять месяцев работы скважины пластовое давление снизилось на 2,4 МПа ($P_{пл. нач.}$ - 21,0 МПа), дебит нефти - от 73 до 40 м³/сут., газовый фактор возрос от 390 до 900 м³/т. Учитывая динамику эксплуатационных показателей и наличие в залежах газовых шапок, давления насыщения нефти по залежам месторождения в начальных пластовых условиях приняты равными начальным пластовым давлениям. Определение PVT-свойств нефти в начальных пластовых условиях производилось экстраполяцией кривых разгазирования до начального пластового давления.

Свойства нефтей в пластовых условиях близки, некоторые различия наблюдаются в плотности газонасыщенной нефти. Нефти пласта Л, растворяют газа 124-125 м³/т (при однократное разгазировании), имеют объемный коэффициент 1,273-1,301, плотность - 707-736 кг/м³, вязкость - 0,63-0,73 сП. Коэффициент растворимости высокий (5,9-6,0 м³/м³МПа), что объясняется составом нефти и газа (легкой парафинистой нефти соответствует метановый газ). Нефть I+II пластов из блока III в условиях пласта, растворяет 127 м³/т газа (при однократное разгазировании), имеет объемный коэффициент 1,270, плотность 721 кг/м³, вязкость 0,96 сП. Коэффициент растворимости газа в нефти высокий (6,0 м³/м³МПа), что также объясняется составом нефти и газа. Растворенный газ, выделенный из нефти при давлениях близким к пластовым 19,6-19,8 МПа (однократное разгазирование), содержит 91-94% метана, 2,3-3,6% этана, 1,0-1,6% пропана, 1,1-1,3% бутанов, 0,3-0,8 пентанов и 0,8-2,2% балластных газов (углекислоты и азота) и относится к сухому.

Сепарированные нефти различаются по физико-химическим свойствам. По ГОСТ Р 51828-2002 нефти месторождения относятся к малосернистым, маловязким, смолистым, по плотности - к особо легким, легким и средним; по содержанию парафина – к парафинистым и высокопарафинистым.

Вниз по разрезу III и IV блоков наблюдается повышение плотности от 841,3 до 853,7 кг/м³ и 836,6 до 865,5 кг/м³ соответственно. Нефти пласта Л маловязкие (вязкость при 20оС составляет 3,5-3,7 сП), нефти I+II и II пласта более вязкие (5,7-9,8 сП). По содержания смолисто-асфальтеновых веществ нефти смолистые и содержат сизикагелевых смол от 4,3-5,4 до 8,2% (пласт II блока IV). Особенностью нефтей месторождения является повышенное содержание парафина (5,7-11,85%) и высокие температуры застывания (3-14оС).

Фракция, выкипающая до 2000С, может быть использована как компонент автомобильного бензина, а фракция 150-2500С отвечает требованиям ГОСТ на летнее топливо

По фракционному составу нефти пласта Л содержат до 30% бензиновых фракций, и закипают при температурах 85-91оС. Нефти I+II и II пластов

дегазированные, имеют низкий выход бензиновых фракций до 200оС (9-19%), закипают при температурах 114-170оС. Все нефти месторождения содержат значительное количество (54-65%) светлых фракций, выкипающих до 300оС. По групповому углеводородному составу, согласно классификации Добрянского, нефти относятся к метано-ароматически-нафтеновому (скв. №№ 1 и 5) и нафтено-метано-ароматическому (скв. № 3) типам и содержат значительные количества бензиновых фракций от 29 до 41 %. Характерной особенностью нефтей месторождения является высокое содержание (21-36%) в бензиновых фракциях ароматических углеводородов.

По данным структурно-группового анализа масляных фракций 300-4500С “средняя молекула” характеризуется низким содержанием кольчатых структур - 1,3-3,0 и высоким содержанием парафиновых цепей – (49-68%), что характеризует нефть как хорошее сырье для получения дизельных топлив. Согласно технологической классификации по ОСТ 38.01197-80, нефти месторождения относятся к классу 1, типу 1, группе 1 и , виду 3 и только нефти залежи пласта Л в блоке III к виду 2.

Кроме исследований, полученных при разгазировании нефти в лабораторных условиях на установке УИПН-2, изучен компонентный состав растворенного газа, отобранного на устье, из трапа и трубного пространства по 3 залежам пластов Л и I+II дагинских отложений. Газ сухие, содержит 94,5-96,7% метана, 1,5-1,8% гомологов метана, в том числе, 1,1-2,2% этана, 0,2-0,7% пропана, 0,2-1,1% бутанов и до 0,4% пентанов. Содержание балластных газов низкое: азота – до 1,1%, углекислого газа – до 0,8%. Теплота сгорания невысокая (33,4-35,7 МДж/м³).

Свободный газ месторождения изучен по 5 скважинам из 3 пластов и по классификации И.С.Старобинца относится к сухому, низкоазотному, низкоуглекислому и не содержит сероводорода. Углеводородный состав изменяется в пределах: 94,4-95,3 % метан, 1,6-2,0% этан, 0,5-0,8% пропан, 0,5-0,8% бутаны, 0,2-0,4% пентаны. Сумма балластных газов (азота и углекислого газа) не превышает 2,3%. Теплота сгорания невысокая 34,2-34,7 МДж/м³

(низшую). Газы могут быть использованы в основном, в высокотемпературных химических процессах.

1.6 Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа были подсчитаны в 1973 году и утверждены ГКЗ СССР (протокол № 7085 от 28 декабря 1973 г.)

Запасы нефти подсчитаны объемным методом. Начальные запасы нефти, растворенного газа, свободного газа и газа газовой шапки, утвержденные в ГКЗ составили:

нефти по категории:

C_1 – 2464/725 тыс. т

C_2 – 2580/689 тыс.т

растворенного газа по категории:

C_1 – 306/286 млн.м³

C_2 – 323/296 млн. м³

свободного газа по категории:

C_2 – 484 млн. м³

газа газовой шапки по категории:

C_1 – 966 млн. м³

После подсчета запасов произошли изменения. В 1974 году, 10 месяцев спустя после подсчета запасов нефти и газа по месторождению в период разведки была проведена оперативная переоценка запасов.

Последние результаты бурения и опробования новых скважин, пробуренных в процессе разработки месторождения, позволили более детально разобраться в геологическом строении основных продуктивных блоков. В частности, бурение скважины 22 уточнило плоскость разрыва, ограничивающего с севера залежь Л пласта IV блока. Скважины №№ 35 и 39, пробуренные в III и IV блоках уточнили углы падения западного крыла складки. Результаты бурения скважин № 39, 40, 44, 45 послужили основанием для деления ранее единого блока III на два самостоятельных: III и IIIa. Было уточнено и положение разрыва,

разделяющего блоки III и IV. Все это внесло изменение в запасы, за счет уменьшения площадей залежей.

По Л пласту произошло уменьшение начальных балансовых запасов нефти от утвержденных в ГКЗ на 20% и перевод категории C₁ в категорию В. Запасы нефти категории C₂ по IV блоку в количестве 859/258 тыс. т. списаны 100%. Запасы растворенного газа по сравнению с утвержденными в ГКЗ уменьшились на 26%, а по категории C₂ подлежали 100% списанию в количестве 106/100 млн.м³. Начальные запасы газа газовой шапки в количестве 966 млн. м³ уменьшились на 153 млн. м³. По степени изученности запасы отнесены к категории В. На 1.01.12 г. начальные запасы по Л пласту, числящиеся на балансе, составили:

нефти по категории В+C₁ - 1720/517 тыс. т
растворенного газа по категории В+C₁ - 195 млн.м³
газа газовой шапки по категории В – 813 млн. м³

По I dg пласту в подсчете запасов на 1.03.73 г. запасы III и IV блоков были оценены по категории C₂, по отношению к ним произошел перевод части запасов 124/31 тыс.т. в промышленную категорию. Неподтвержденных запасов нефти по категории C₂ – 228/58 тыс. т. Часть запасов растворенного газа категории C₂ также переведена в категорию C₁, остальные запасы списаны, как не подтвердившиеся. На 1.01.12 г. начальные запасы по I dg пласту, числящиеся на балансе, составили:

нефти по категории C₁ – 124/31 тыс. т
C₂ – 71/17 тыс. т
растворенного газа по категории
C₁ – 15 млн. м³

По II dg пласту запасы нефти категории C₁ изначально утверждены ГКЗ СССР в количестве 314/79 тыс. т, категории C₂ 1298/325 тыс. т.

Увеличение запасов промышленной категории C₁ в целом по пласту произошло за счет переоценки блока IV – перевода его запасов из категории C₂ в C₁. Изменения начальных запасов нефти, соответственно, повлияли на

величины запасов растворенного в ней газа: к утвержденным ГКЗ запасам по категории C_1 - 40/36 млн.м³ перевод из категории C_2 – 134/124 млн. м³. На 1.01.12 г. Начальные запасы по II dg пласту, числящиеся на балансе, составили:

нефти по категории C_1 – 1370/343 тыс. т

растворенного газа по категории C_1 – 161 млн. м³

По Д (IV) пласту на государственном балансе числятся запасы свободного газа категории C_2 в блоке V в количестве 123 млн. м³, утвержденных ГКЗ СССР. На 1.01.07г. запасы по пласту составили:

свободного газа по категории C_2 - 123 млн. м³

По Ж (VI) пласту запасы свободного газа оценивались дважды. Первый раз по состоянию на 1.03.73 г. под номенклатурой VI были утверждены в ГКЗ СССР по категории C_2 в количестве 296 млн. м³. Второй раз по состоянию изученности на 1.01.74 года под номенклатурой Ж запасы газа утверждались в ЦКЗ Миннефтепрома СССР по категории C_1 в количестве 286 млн. м³.

Перевод запасов в категорию C_1 был осуществлен после опробования пласта в скважине № 30 (фонтан газа).

При внесении в баланс запасов утвержденных ЦКЗ Миннефтепрома не была изменена структура запасов категории C_2 , утвержденных в ГКЗ СССР из-за двойной номенклатуры идентичных пластов. Таким образом, ошибочно в Государственном балансе по пласту числятся и запасы газа категории C_2 в объеме 296 млн. м³. На 1.01.07 г. Начальные запасы составили:

свободного газа по категории C_1 – 127 млн. м³

По З (VII) пласту запасы свободного газа оценивались дважды: оперативная оценка по состоянию на 1.01.72 года с запасами 43 млн. м³ категории C_1 и оценка при подсчете запасов, утвержденных в ГКЗ на 1.03.73 г. в количестве 65 млн. м³ категории C_2 . В первом случае пласт имел номенклатуру З, во втором – VII. Запасы газа, отнесенные к категории C_1 , составили по блоку IV – 7 млн. м³.

Запасы газа категории C_1 в количестве 36 млн. м³ подлежали списанию, как не подтвердившиеся в процессе дальнейшей разведки и разработки

месторождения, а запасы категории C_2 в количестве 65 млн. м³ – как ошибочно внесенные в баланс из-за путаницы в номенклатуре. На 1.01.12 г. начальные запасы нефти, числящиеся на балансе, составили (геологические/извлекаемые):

по категории В – 1720/517 тыс. т

C_1 – 1494/374 тыс. т

$V+C_1$ – 3214/891 тыс. т

C_2 – 71/17 тыс. т

Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе, составили:

по категории В – 1530/327 тыс. т

C_1 – 1377/257 тыс. т

$V+C_1$ – 2907/584 тыс. т

C_2 – 71/17 тыс. т

Начальные запасы растворенного газа, числящиеся на балансе, составили:

по категории В – 195 млн. м³

C_1 – 177 млн м³

$V+C_1$ – 372 млн. м³

Остаточные запасы растворенного газа, числящиеся на балансе, составили:

по категории В – 99 млн. м³

C_1 – 147 млн. м³

$V+C_1$ – 246 млн. м³

Начальные запасы свободного газа, числящиеся на балансе, составили:

C_1 – 134 млн.м³

C_2 – 123 млн.м³

Остаточные запасы свободного газа, числящиеся на балансе, составили:

по категории C_1 – 133 млн.м³

C_2 – 123 млн.м³

Начальные запасы газа газовой шапки, числящиеся на балансе, составили:

по категории В – 813 млн. м³

Остаточные запасы газа газовой шапки, числящиеся на балансе, составили:

по категории В – 798 млн. м³

Начальные запасы свободного газа и газа газовой шапки составили:

по категории В+С₁ – 947 млн. м³

Остаточные запасы свободного газа и газа газовой шапки составили:

по категории В+С₁ – 931 млн. м³ [7].

2. ОБРАЗОВАНИЕ, ОТЛОЖЕНИЕ И БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Асфальтосмолопарафиновые вещества (АСПВ) – откладывающиеся на внутренних поверхностях оборудования нефтяных промыслов отложения, затрудняющие транспорт, хранение и добычу тяжелые компоненты нефти, это сложная гетерогенная система, которая состоит из парафинов, асфальтенов, смол, воды и примесей.

Снижение качеств сырьевой базы – так можно охарактеризовать нефтяную промышленность России на современном этапе развития. Сейчас можно наблюдать очень весомое ухудшение структуры месторождений, повышение количества трудноизвлекаемых запасов нефти, обводненность пластов и, как следствие, продукции скважин, преобладают месторождения, которые вступили в последнюю стадию разработки.

Одним из важнейших и дорогостоящих элементов системы разработки нефтяных месторождений является скважина.

Надежность – комплексное свойство, сочетающее в себе свойства безотказности, работоспособности, ремонтпригодности.

Надежность скважин как комплексное свойство формируется в ходе выполнения этапов проектирования, строительства и эксплуатации скважин. В современной России выросло число месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов. Высокая обводненность сопутствует процессу

коррозии, что в большей степени снижает надежность эксплуатации скважин. Твердые метановые углеводороды – парафины, присутствуют практически во всех нефтях. Их содержание может колебаться от единиц до 28%. Отложение парафина в скважинах приводит к снижению пропускной способности, а в дальнейшем и к их отказу.

Данные методы борьбы с осложнениями направлены на повышение надежности и работоспособности скважин.

Преждевременные отказы скважин приводят к значительным экономическим затратам, связанные как с восстановлением работоспособности, так и с ликвидацией последствий аварии.

В будущем планируется повысить наработку на отказ, применяя разработанные рекомендации, направленные на превентивные средства защиты.

2.1 Механизм появления асфальтосмолопарафиновых отложений

Совокупность процессов, которые приводят к скоплению твердого органического вещества на поверхностях различного оборудования, называют механизмом парафинизации. Отложения образуются по двум принципам: происходит «прилипание» уже образованных в потоках твердых соединений или непосредственно на оборудовании возникают и растут кристаллы.

Частицы парафина могут закрепиться на оборудовании при условии, что изначально они застрянут на нем по механическим причинам, так вероятность того, что частицы парафина закрепятся на оборудовании при условии, что скважина действующая, крайне мала.

Процессы, протекающие при транспорте нефти по трубам: нефть идет по трубе и встречается с холодной поверхностью из металла. Возникающий при этом градиент температур будет направлен перпендикулярно холодной поверхности к центральной части потока. Температура нефти снижается из-за турбулизации потока, и два процесса протекают при этом параллельно:

- выделяются кристаллы n-алканов на охлажденной поверхности;
- кристаллизуются n-алканы в объемах нефти.

На практике важно не само явление выделения парафинов, а то, что они откладываются на поверхностях труб и оборудования (направление соответствует направлению теплопередачи). Они могут откладываться при соблюдении некоторых условий: присутствии в составе высокомолекулярных углеводородов (УВ), особенно метанового ряда; понижения температуры до цифры, соответствующей температуре выделения твердой фазы; присутствии подложки с меньшей температурой, на ней будут кристаллизоваться УВ и с ней они так прочно сцепляются, что отрыв АСПО при таком режиме добычи практически исключается.

Исследования в нашем веке показали, что прямая связь отсутствует между процентом содержания парафина в нефти и интенсивностью его выпадения и отложения. Такое отсутствие можно объяснить тем, что парафины имеют существенно разный состав, а если быть точным, то различается соотношение ароматические-нафтеновые-метановые соединения для высокомолекулярной части УВ, которое обычно при стандартных методах исследований нефти не определяют. Но учеными доказано, что как раз-таки эти различия в компонентах твердых УВ именно и определяют особенности образования отложений парафина. Чем больше разветвленных структур (ароматические, нафтеновые, а также изо-алканы), тем меньше прочность отложений парафина, так как соединения такого типа имеют увеличенную способность удерживать кристаллами жидкие массы. УВ метанового ряда, наоборот, легко отделяются от раствора с появлением плотной структуры. Из всего этого следует, что кристаллические отложения, имеющие рыхлое или полужидкое состояние, можно сравнительно легко отделить потоком жидкости при эксплуатации скважины, при этом не будет никаких осложнений, ну и обратно, сильные и плотные отложения, которые сформированы в основном п-алканами, будут создавать весомые осложнения, для их ликвидации требуется много денег и труда [8].

2.2 Химический состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений

Асфальтосмолопарафиновые отложения можно описать как сложную систему, имеющую структуру, с сильно выраженным ядром, состоящим из асфальтенов. Это ядро имеет смолистый сорбционно-сольватный слой. То есть эти отложения не являются обычной смесью асфальтенов, парафинов и смол. Вещества, состоящие из смол и асфальтенов представляют собой соединения, которые имеют гетероциклическое сложное гибридное строение, в их состав входят N, S, O и Me. До 98% эти вещества составляет ароматика и нафтеновые структуры.

Углеводородный скелет, который составляет 70-90% от всего веса молекул, образует каркас структуры молекул асфальтенов и смол. В генетическом плане, если рассматривать ряд УВ-смола-асфальтены можно наблюдать тенденцию истощения водородом и обогащения углеродами, увеличивается процент ароматических частей структуры, увеличивается конденсированность, уменьшается процент углерода в периферии, увеличивается удельная масса атомов в центре ядра молекул- полиядерной структуре, в которой преобладают ароматические кольца. Асфальтены и смолы можно отличить по процентному содержанию N и O. По большей части в смоле больше концентрация кислорода, а в асфальтенах- азота.

Рассматривая состав отложений, стоит сказать, что он индивидуален в зависимости от содержания в нефти твердых веществ, от природы этой самой нефти, ну и также состав зависит от места отбора пробы. Так, в среднем этот состав такой: парафины- от 9 до 77 %, смолы- от 5 до 30 %, асфальтены- от 0,5 до 70%, мех.примеси- от 1 до 10%, связанная нефть- до 60%, вода- от 0,01 до 3%, сера- до 2 %.

Все асфальтосмолопарафиновые отложения можно поделить на несколько классов:

1. Смешанный: Парафины/(Асфальтены+ Смолы) около 1

2. Парафиновый: Парафины/(Асфальтены+ Смолы) больше 1

3. Асфальтовый: Парафины/(Асфальтены+ Смолы) меньше 1

Так, под термином парафин обычно объединяют всю часть отложений, которая содержит углеводороды. Несмотря на то, что в этой части наблюдается преобладание n-парафинов (метановые УВ или прямоцепочные алканы), также в меньших количествах есть нафтеновые и ароматические УВ с продолжительными алкильными цепочками. Парафиновые УВ имеют микрокристаллическую структуру, а нафтены- макрокристаллическую.

Смолистые вещества, входящие в состав отложений, в первую очередь представлены нейтральной смолой, которые выделяются с помощью силикагелей и четыреххлористым углеродом (хлороформом). Это темно-коричневые или черные вещества, полутвердые, полужидкие. Плотность составляет от 990 до 1080 кг/м³, молекулярная масса составляет до 1200. Они имеют хорошую растворимость во всех нефтепродуктах, а также в органических растворителях, кроме этанола и метанола. В средних значениях смолы обычно содержат до 17% O, S, N. Чем больше молекулярная масса смолы, тем меньше кислорода, серы и азота. Поликарбоциклическая плоская конденсированная сетка, которая состоит в большинстве из бензольных колец, является основой структуры молекул смолистых веществ. В данной сетке возможно содержание нафтеновых и гетероциклических колец (пяти и шестичленных). Периферия конденсированной системы смолы в АСПО замещена углеводородными радикалами (алифатическими, циклическими и смешанными). Сущность и объем этих заместителей очень зависит от свойств нефтей. -ОН, -SH, -NH₂, -СО и др. такие функциональные группы могут включать в себя эти заместители. При увеличении температуры до 260-350 градусов смолы уплотняются и переходят в асфальтены.

Смолы, при увеличении содержания во флюиде уменьшают рост кристаллов, но с другой стороны – содействуют деформациям поверхностей кристаллов и появлению на них дополнительных центров кристаллизации. Та

или иная тенденция зависит от природы смол и определяет форму и размеры кристаллов твердых УВ.

В соответствии с современными представлениями асфальтены - это полициклические ароматические структуры, сильно конденсированные, с короткими цепочками алифатов, имеющих вид темно-бурового аморфного порошка. Плотность асфальтенов немного больше 1000 кг/м³. В них содержится около 80-86% С, до 7-9% Н, до 9% S и О, до 1,5% N. Эти вещества не кристаллизуются, они не могут быть разделены на отдельные компоненты. При повышении температуры до 300-400 градусов не плавятся, а распадаются, при этом образуется С и летучие продукты. Это самые тяжелые и полярные элементы нефти, они склонны к ассоциации, также их частицы обладают полидисперсностью, и поэтому они обладают большой молекулярной массой, от 2000 до 4000, зависит от метода определения. Их рассматривают как плотные производные смол. Одна частица асфальтенов выглядит как «мицелла», ядро ее имеет состав из полициклических сконденсированных образований в большей части ароматического характера, а низкомолекулярные ПВС (поверхностно-активные соединения) образуют собой адсорбционный слой, который включает в себя смолы и нафтеновые кислоты. Вместе с алифатическими структурами нефтей они образуют сольватную оболочку «мицелл»

2.3 Влияние химического состава нефтей на процессы появления асфальтосмолопарафиновых отложений

Отложения, сформировавшиеся в различных скважинах, будут отличаться друг от друга в химическом плане. Это зависит от компонентного УВ состава нефти, добываемой на данных скважинах. Существует закономерность, которая работает всегда: содержание асфальтосмолистой и парафиновой частей будет обратно пропорциональными: чем меньше содержание парафина, тем больше асфальто-смолистых компонентов, и это будет в свою очередь

определяться в составе нефти. Это объясняется тем, что наблюдается взаимное влияние асфальтенов, смол и парафинов друг на друга в то время, когда они находятся в нефти до образования отложений.

Эксперименты и практические исследования показывают, что до выделения парафинов на поверхностях оборудования скважины его кристаллы преобразовывают свою структуру так, что при соединении между собой они образуют решетку по типу широкой ленты. Адгезионные параметры парафина таким образом усиливаются в значительное количество раз, и его «прилипание» к поверхности становится значительно легче.

Но если в нефти содержится достаточно много асфальтенов (от 4%), начинает сказываться их депрессорное действие. Эти вещества смогут выступать в роли зародышевых центров. Образуется точечная структура в процессе сокристаллизации парафинов с алкильной цепью, и образования такой сплошной решетки не будет. При таких процессах парафиновые молекулы перераспределяются среди всех мелких центров, и тогда парафин выделяется на поверхности с гораздо меньшей интенсивностью.

Смолистые вещества из-за своего строения помогают появлению условий для образования ленточных структур кристаллов парафинов и их сцеплению с поверхностью. Также они являются барьером для воздействия асфальтенов на парафины, происходит нейтрализация. Смолы, подобно асфальтенам, имеют влияние на температуру насыщения нефти парафинами, но влияние происходит противоположно: чем больше смол в нефти, тем больше возрастает температура насыщения (к примеру, если количество смолы увеличится от 12 до 30 процентов, то температура насыщения возрастет с 22 до 43 градусов Цельсия).

Существует прямая зависимость между температурой насыщения парафинами и массовой концентрацией смолы, а также обратная зависимость от концентрации асфальтеновых частиц.

Так, процессы образования парафинов будут зависеть от соотношения асфальтенов и смол в составе нефти. При повышении параметра асфальтены/смола температура насыщения нефти пойдет вниз – стабилизация

асфальтеновых ассоциатов в нефти будет уменьшаться из-за недостаточности компонентов для стабилизации (смола), и это приводит к понижению температуры насыщения, ассоциаты подавляют процесс кристаллизации парафинов такой нефти, парафины не откладываются, а при маленьких значениях отношения асфальтены/смола все наоборот, повышается температура насыщения, парафины без препятствий выделяются из нефтей, асфальтеновые молекулы не могут оказывать влияние на образование парафинов.

2.4 Причины, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений

Существует ряд факторов, которые влияют на интенсивность появления АСПО в системе сбора, подготовки и транспорта нефти. Основные из них:

- Нарушение гидродинамического равновесия системы газ-жидкость (из-за снижения давления на забое);
- Интенсивность выделения газа;
- Понижение температуры в стволе скважины и пластах;
- Перемена в скорости движения газожидкостной смеси, а также ее отдельных компонентов;
- Состав УВ для каждой фазы смеси;
- Отношения объема фаз (нефти и воды).

Количество и характер отложений не могут быть постоянными из-за того, что все вышперечисленные факторы изменяются непрерывно от границ к центральной области скважины в призабойной зоне пласта, а в скважине меняются от забоя к устью.

Места, где откладываются отложения, могут находиться на разных глубинах. Обычно это зависит от режима, по которому работает скважина. К условиям, которые способствуют формированию отложений, можно отнести понижение температуры и давления, процесс разгазирования нефти. Как факт, способность нефтей к растворению относительно парафинов понижается вслед за снижением температуры и разгазированием нефти, но большее влияние

оказывает именно температура. На интенсивность теплопередачи влияет разница температуры жидкости и породы, окружающей на заданной глубине и теплопроводность кольцевого расстояния между эксплуатационной колонной и подъемными трубами [9].

Резервуары пунктов сбора на промысле, выкидные линии скважин, подъемные колонны, скважинные насосы являются основными пунктами накопления асфальтосмолопарафиновых отложений, как показывает практика на промыслах добычи нефти. Особенно сильно отложения проявляются на подъемных трубах скважины (на внутренних поверхностях). Зимой , когда разница температур между воздухом и потоком газонефтяной смеси увеличивается, усиливается образование АСПО в выкидной линии.

При увеличении скорости движения потока образование отложений сначала возрастает. Это можно объяснить тем, что турбулентность потока повышается, а значит и увеличивается частота появления и отрыва пузырьков на поверхностях труб (флотируют взвешенные частицы АСПО). Но также наблюдается резкое уменьшение количества отложений на интервалах 0-50 м от устья, так как поток отрывает некоторую часть АСПО от стенки трубы, а также поток на больших скоростях оказывается более стойким к перепаду температур, он меньше охлаждается, и это также уменьшает скорость образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Выделению парафина из нефти в твердое вещество также помогает шероховатость стенки и присутствие твердых примесей в системе.

Также влияние кроме вышеперечисленных факторов могут давать обводненность смеси и значение рН пластовой воды на интенсивность образования парафинов в трубопроводах при транспорте обводненной продукции, но это влияние обычно разное для различных месторождений, оно неоднозначно [10].

Прогноз профиля образования по составу асфальтосмолопарафиновых веществ производят по нижеприведенной последовательности:

1. Отбор представительных проб асфальтосмолопарафиновых отложений на устье или выкидной линии с применением устьевых катушек.

2. Анализ состава отложений, а именно, определение массового содержания асфальтенов и твердых парафинов с помощью общепринятых стандартных методов.

3. Прогноз профиля отложений по отношению массового содержания асфальтенов к массовому содержанию парафинов:

при соотношении $\frac{A}{П} \leq 3,3$ прогнозируется профиль третьего типа;

при $\frac{A}{П} \geq 12$ - профиль первого типа;

при $3,3 \leq \frac{A}{П} < 12$ - профиль второго типа (Рисунок 1).

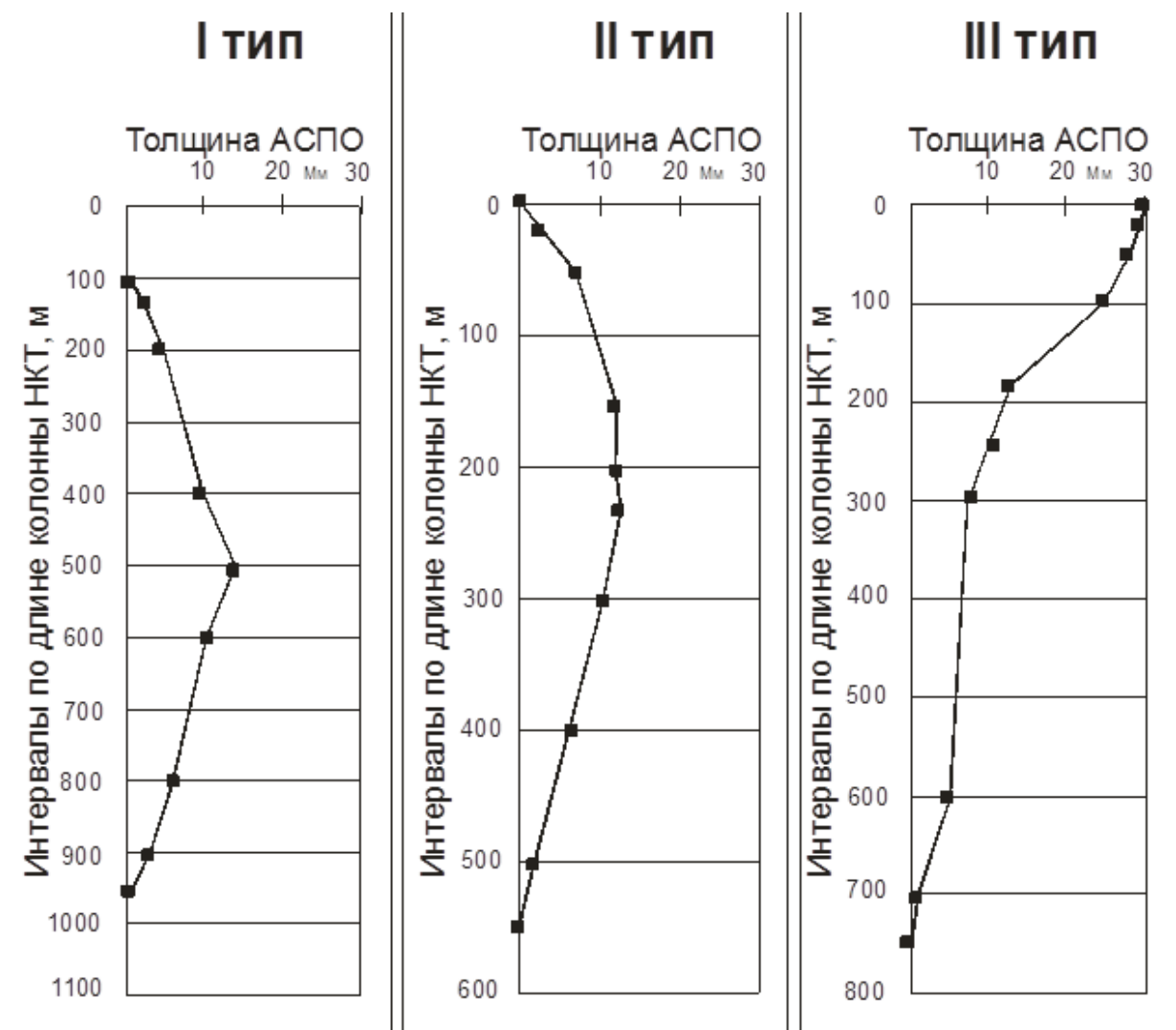


Рисунок 2.1 – Типы профилей отложений асфальтосмолопарафиновых веществ.

4. При необходимости подтверждение результатов прогноза посредством снятия профиля отложений при подъемах колонн НКТ для ремонта. Ниже представлен обобщенный профиль (Рисунок 2.2).

Обобщенный профиль АСПО



Рисунок 2.2 – Свободный профиль отложений асфальтосмолопарафиновых веществ.

2.5. Виды методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями имеет два направления, каждому из них соответствуют определенные виды работ.

Первое – это предупреждение или замедление образования АСПО. К этим мероприятиям можно отнести гладкие (защитные) покрытия, химические

методы (применение модификаторов, депрессаторов, диспергаторов, а также смачивающие вещества), физические методы (воздействие электрическими и электромагнитными полями, ультразвуком, вибрациями). Вторая часть – это удаление отложений. Здесь можно рассматривать тепловые методы (реагенты, приводящие к экзотермическим реакциям, индукционный нагрев, электропечи, острый пар, промывание горячей водой или нефтью для передачи тепла), механические методы (скребки-центраторы, а также обычные скребки), химические методы (удалители и растворители).

На практике давно установлено, что самым эффективным будет предупреждение смолистых и парафиновых веществ, потому что при этом можно достигнуть наиболее устойчивой и безаварийной работы оборудования, понижается стоимость добычи и перекачки нефти.

В нефтедобывающей промышленности наиболее активно используются несколько известных и часто применяемых методов борьбы с отложениями, но разнообразие характеристик разработки и различие свойств добываемой жидкости обязывает подбор индивидуальных подходов или разработки новых средств.

2.6 Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями химическими и механическими методами

Химический метод является одним из самых выгодных и перспективных методов борьбы с парафинизацией трубопроводов и скважин, у этого метода высокая эффективность, проведение работ не имеет сложной технологии, эффект от проведения работ имеет длительный характер [11].

Химические методы основываются на дозации в продукцию скважин хим. соединений, либо уменьшающих, либо совсем предотвращающих образование АСПО. Принцип действия ингибитора парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, которые происходят на границах разделов фаз нефть-труба и нефть-дисперсная фаза.

В наше время ингибиторы отложений делят на группы по ожидаемому механизму действия. Современная классификация хим. реагентов, которые предотвращают отложения, приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен (Mm=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Mm=2000-3000) Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном	изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлор Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Весьма большой набор химических соединений разной химической природы имеет ингибирующие свойства. Но несмотря на все это большое разнообразие можно выделить три общих признака. 1) Все ингибиторы (и присадки неполимерного типа в том числе) обладают большой молекулярной массой (от 500 до 10000), это в несколько раз больше, чем масса самых тяжелых n-алканов и нефтей, которые обуславливают низкотемпературные свойства. 2) Сочетание полиметиленовых цепей с полярными группами – так можно описать макромолекулу присадок. 3) Полидисперсность по молекулярной массе и

составу всех веществ, даже неполимерного типа. То есть присадки не индивидуальное вещество, а смесь молекул разного состава и массы [12].

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли становится популярной идея о создании присадки комплексного действия, что можно достигнуть за счет образования композиций присадок, имеющих разные сферы действия. Так, при использовании реагентов для борьбы с АСПО очень часто совмещают с процессами разрушений устойчивых нефтяных эмульсий, защитой от коррозии оборудования нефтепромыслов, защитой от солеотложений, а также формируют оптимальные структуры потока.

Растворители и удалители асфальтосмолопарафиновых отложений.

Прогнозируемых рекомендаций для применения отдельных составов для удалений тех или иных типов АСПО и универсальных удалителей нет, несмотря на большое количество публикаций в России и за рубежом по химическим методам удаления парафина с нефтепромыслового оборудования и ПЗС (призабойной зоны скважины). Это можно объяснить тем, что состав АСПО по месторождениям очень различен, также эти отложения изменяются как во время движения нефти, так и в разработке месторождения, еще сказывается отсутствие каких-либо теоретических разработок о взаимодействии твердых УВ и реагентов [13].

Как правило, в настоящее время на промыслах поиск удалителей и растворителей отложений проводят опытным путем. Составы, которые предлагают эксперты, можно подобрать лишь учитывая наличие сырья в районе добычи нефти, причем выделяют общий эффект от реакции отложения-удалитель, не рассматривая механизм действия. Неудивительно, что эти составы успешно делают свою работу на отдельных месторождениях и только на отдельных технологических участках.

Если рассматривать варианты удалителей и растворителей отложений, описанные в зарубежной и российской литературе, то все составы делятся на несколько групп: 1) Органические растворители, действующие индивидуально; 2) Растворители разных классов органических соединений, которые имеют

природных характер; 3) Смесь разных классов или одного органических соединений, которые принадлежат производствам нефтехимии и нефтепереработки; 4) Органические смеси, в которые добавлены ПАВ; 5) Удалители на водной основе; 6) Многокомпонентные смеси. Последний тип можно рассматривать как моющие смеси, потому что они в большей степени не растворяют составляющие АСПО, а диспергируют и отмывают. Моющие вещества, в большинстве своем, имеют в составе спирты, щелочи, электролиты, оксиалкилированные продукты, кислоты и др. Много составов имеет ряд преимуществ перед органическими удалителями. Они более технологичны, менее пожаро- и взрывоопасны, способствуют созданию гидрофилизирующих пленок на твердых поверхностях [14].

К механическим способам удаления АСПО обычно относят применение скребков различной конструкции. Скребок – это устройство,двигающееся в полости трубы, за счет создаваемого подпора перекачиваемой жидкости или привода штанги, своими элементами, заполняющий весь внутренний диаметр трубы. Путем реализации различных схем, скребок очищает внутреннюю поверхность трубопровода от налипших отложений солей, парафинов и газовых гидратов.

Современные конструкции скребков достаточно эффективны для удаления АСПО, но их применение чаще всего требует остановки технологического оборудования. Кроме этого, применение данных устройств не возможно на скважинах оборудованных штанго-глубинными насосами (ШГН), а в трубопроводах возможно только на отдельных прямых участках оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании не возможно. Очевидно, что использование скребков - наименее затратный способ очистки скважин и трубопроводов, но область применения его достаточно ограничена, кроме этого, частая остановка технологического оборудования для ремонта (очистки), также снижает рентабельность нефтедобычи (рисунок 2.3 и рисунок 2.4).



Рисунок 2.3 – Скребок скважинный СР-73 с режущими фрезами



Рисунок 2.4 – Скребок скважинный СЛ-2.000

2.7 Методы борьбы с АСПО, применяемые на месторождении В. Д.

На данном месторождении используется два метода борьбы: механический и химический. Рассмотрим их подробнее

1. Механический метод

К механическому методу относят скребкование. Данная работа выполняется силами оператора проекта, то есть ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.», без привлечения подрядных организаций. Метод довольно-таки прост: в скважину через лубрикатор опускается скребок, его опускают вглубь, при этом он проходит по стенкам скважины и отделяет парафин от стенок. Затем отделенные АСПО вымываются с добываемой жидкостью на поверхность. Этот метод эффективен для очистки скважин, но он никак не влияет на предотвращение образования АСПО, поэтому межремонтный период на рассматриваемой скважине №19 месторождения В. Д. составляет всего лишь 3 дня.

2. Химический метод

К химическому методу относят закачку ингибитора в затрубное пространство скважины. Эту операцию и поставки самого ингибитора выполняет ООО «ГК «Т.Т.». В ходе исследований, проведенных в исследовательских центрах-партнерах ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.», а также по рекомендациям подрядчика был выбран ингибитор «OBSENL RM 45». Закачка данного ингибитора может быть осуществлена двумя способами: периодическим и постоянным. Периодический способ заключается в том, что по мере необходимости очистки приезжает бригада и закачивает большой объем ингибитора в скважину. Производитель гарантирует защиту от АСПО при данном методе в течение 15 дней, хотя фактический показатель на рассматриваемой скважине составил 41 день. Применение технологии периодической закачки реагента в скважину с последующей циркуляцией с помощью агрегатов химической обработки включает в себя проведение следующих работ:

- 1) Выполнение расстановки спецтехники, согласно ТБ.

2) Произвести замеры необходимых параметров перед началом обработки скважины (дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень), составить акт по результатам замеров.

3) Произвести монтаж нагнетательной линии к затрубной задвижке скважины (при необходимости циркуляционной обработки: от буферной задвижки к мернику агрегата ЦА-320).

4) Опрессовать линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление.

5) Открыть затрубную задвижку, закачать в затрубное пространство скважины при помощи ЦА-320 расчетный объем реагента. Закачку производить на минимальной скорости агрегата, не допускать роста давления в затрубном пространстве более давления опрессовки.

6) При необходимости циркуляционной обработки после окончания закачивания реагента в затрубное пространство скважины открыть буферную задвижку. Произвести прокачку скважинной жидкости из НКТ через мерник агрегата в затрубное пространство скважины в течение 0,5-1 часа.

7) После окончания работ убрать рабочее место, утилизировать остатки хим. реагентов, установить штуцер, обратный клапан, запустить скважину в работу. Составить акт.

8) Произвести замеры необходимых параметров после обработки скважины (Дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень) Составить акт о выполненных работах [15].

Постоянный способ – это дозированная закачка определенного количества ингибитора с помощью УДР (установки, дозирующей реагент). Период и объем закачки определяется технологическими условиями.

Реагент при помощи дозирочного насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины. Обязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины представлена на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины

Заправка дозаторов должна производиться заблаговременно – до окончания реагента в емкости дозатора. Не допускается простой дозатора по причине отсутствия реагента.

Заправка осуществляется с обязательным использованием заправочного стакана – фильтра грубой очистки.

Не допускается заправка растворителя при нахождении в емкости растворителя иного типа – возможна химическая реакция и ухудшение свойств реагентов.

Заправка автоцистерны на базе хранения хим. реагента должна осуществляться только в чистую емкость, не допускается смешивание различных марок реагентов и прочих перевозимых жидкостей (сред).

При остановке скважины на ТКРС дозатор остановить, нагнетательную линию от дозирующего устройства демонтировать. Закачку возобновить в кратчайшие сроки после запуска скважины и начать с ударной дозы реагента.

Реагент «OBSENOL RM 45» выбран не случайно. Компанией ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» было затрачено много ресурсов для достижения такой эффективности. Были проведены исследования в собственных лабораториях и НИПИ, также были заказаны испытания в Уфимском Государственном Нефтегазовом Техническом Университете (УГНТУ) некоторых ингибиторов. Главными конкурентами были СИНОЛ ЭМ и VARGILL-1110. Стоимость обработки этими ингибиторами была в несколько раз меньше, но и межочистной период был

почти как у скребкования. Также OBSENOL RM 45 не оказывает коррозионного воздействия на трубы, что также не маловажно. Лабораторные испытания показали, что значение скорости составляет 0,0876 мм/год, оно соответствует слабому воздействию коррозии.

На данный момент закачка реагента с помощью УДР составляет примерно 700 г/т (при остановке и последующем запуске скважины используют ударную дозировку). При длительных остановках возможна обработка периодическим методом закачки для более интенсивного воздействия.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном пункте будет рассчитываться экономическая эффективность борьбы с АСПО на месторождении В. Д. двумя методами: применение скребков и закачка ингибиторов АСПО. Также будут выявлены достоинства и недостатки каждого метода для месторождения В. Д. (оператор: «Р.Н.-С.М.Н.Г.»).

3.1 Скребкование

Ниже приведен расчет стоимости одной обработки скважины методом скребкования.

Таблица 3.1– Операция по нормализации работы скважин скребкованием на месторождениях ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.»

№	Наименование затрат	Стоимость за 1 СПО, руб.
1	Заработная плата	3 304,00
2	Транспортные затраты	6 567,00
3	Амортизация основных средств	209,00
4	Электроэнергия	0
5	Материальные затраты	59,00
Итого прямых затрат		10 139,00
8	Накладные расходы	1 521,00
9	Прочие расходы	412,00
Всего затрат		12 072,00
10	Рентабельность	604,00
Итого затрат		12 676,00
11	НДС, 18%	2 281,68
ИТОГО стоимость работ		14 957,68

Подробный расчет каждого пункта данной таблицы смотреть в приложении А.

Таким образом, исходя из расчетных данных, стоимость одной обработки скважины скребкованием составляет 12676 руб. и 14957,68 руб. без НДС и с НДС соответственно.

Межремонтный период для данного вида обработки составляет 3 дня.

То есть, защита скважины от влияния АСПО таким методом будет обходиться ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» в 4225,33 руб. и 4985,90 руб. без НДС и с НДС соответственно в сутки.

3.2 Закачка ингибитора OBSENL RM 45

В ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» по опытным данным было получено, что одним из самых эффективных ингибиторов АСПО на данном месторождении является OBSENL RM 45. Дальнейшие расчеты будут приведены именно для этого реагента (без использования УДР), методом непосредственной закачки реагента в затрубное пространство скважины. Подрядчиком является ООО «ГК «Т.Т.»

Таблица 3.2– Операция по нормализации работы скважин путем закачки ингибитора OBSENL RM 45 на месторождениях ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.», руб.

№	Наименование затрат	%	Общая стоимость	Общая стоимость на одну скважину
1	Заработная плата	0,53%	759,03	759,03
2	Страховые взносы	0,16%	230,75	230,75
3	Транспортные затраты	2,68%	3 849,94	3 849,94
4	Материалы, МБП	78,05%	112 258,00	112 258,00
5	Перелет и проживание	0,49%	704,22	704,22
Итого прямых затрат		81,90%	117 801,94	117 801,94
6	Накладные расходы	9,01%	12 958,21	12 958,21
Всего затрат		90,91%	130 760	130 760,15
7	Рентабельность	9,09%	13 076	13 076,02
ИТОГО без НДС		100%	143 836,17	143 836,17

Подробный расчет каждого пункта данной таблицы смотреть в приложении Б.

Таким образом, исходя из данных расчетов, можно сказать, что стоимость проведения одной такой операции составляет 143836,17 руб. и 169726,68 руб. без НДС и с НДС соответственно, что в 11,3 раз больше, чем при обработке скребкованием. Но межремонтный период составил 41 сутки.

Так, стоимость такой защиты от влияния АСПО составляет 3508,20 руб. и 4139,68 руб без НДС и с НДС соответственно в сутки

Вполне можно сказать, что второй метод экономически более эффективен, если пересчитывать стоимость в обработок в единицы «рублей в сутки». Также этот метод выгоден тем, что работу выполняет подрядчик, то есть собственные человеческие ресурсы компании не задействованы и могут в это время выполнять другую работу. Ну и, конечно, этот метод выгоден тем, что

межремонтный период при использовании второго метода во много раз больше, что положительно сказывается на режиме работы скважины и достижении более стабильного дебита.

По энергоемкости второй способ более затратен, так как используется больше техники для проведения обработки, потребляется больше энергии.

Также ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» может установить УДР. УДР используют для того, чтобы установка каждое определенное время автоматически закачивала в затрубное пространство ингибитор. Это экономически более эффективно, так как потребуются единовременные затраты на покупку и установку УДР (а потом ее нужно будет только лишь периодически обслуживать и пополнять емкость с ингибитором), но зато отпадут постоянные затраты на оплату труда, проживания и перелета рабочих, также не понадобится спецтехника. Такой вариант выгоден для долговременных проектов и для скважин, которые гарантированно будут давать ожидаемый дебит еще длительное время.

Таблица 3.3– Сравнение стоимости методов в сутки

	Методом скребкования	Методом закачки ингибитора OBSENOL RM 45
Итого стоимость работ	14 957,68	143 836,17
межремонтный период	3 суток	41 сутки
	4986 руб. / сутки	3508,2 руб. / сутки

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

4.1. Введение

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.

Объектом исследования данной работы является месторождение В. Д. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

4.2. Производственная безопасность

При выполнении работ по эксплуатации месторождения В. Д. возникают вредные и опасные факторы. В таблице 4 приведены их источники и нормативные документы, которыми эти факторы нормируются

Таблица 4 – Вредные и опасные факторы, возникающие при выполнении работ по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождении В. Д.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Запуск/остановка установки, дозирующей реагент; Дозаправка установки, дозирующей реагент; Замена затрубной задвижки, имеющей соединение с установкой, дозирующей реагент; Скребоквание	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Физические перегрузки; 3. Недостаточная освещенность 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми 5. Токсические вещества	1.Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 2.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; 3.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола); 4.Пожаробезопасность	MP 2.2.7.2129-06 [16]; СП 4156-86 [17]; СанПиН 2.2.2.540-96 [18]; СанПиН 2.2.4.548-96 [19]; СНиП 23-05-95 [20]; ППБО-85 [21].

Вредные производственные факторы:

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Данный фактор характерен для данных промышленных условий, так как работы

выполняются на открытом воздухе, а месторождение находится в районе, приравненном к районам Крайнего Севера. Источник фактора- окружающая среда, влияние на человека выражается термически, могут быть переохлаждения или ожоги. Средствами защиты является спецодежда, разработанная специально для данных природных условий. При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне $21-25^{\circ}\text{C}$. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне $35-40^{\circ}\text{C}$. В условиях Крайнего Севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающее воздействие метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела .

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В теплое время года работник может подвергаться солнечному удару, который может произойти вследствие перегрева организма человека. Перегрев зачастую зависит от атмосферной температуры и скорости ветра. При температуре воздуха выше 30°C все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (солнцезащитные очки, каска)

Коллективная защита на нефтепромысле

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы;

- для периодического отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Физические перегрузки.

Этот фактор характерен для скребкования без использования автоматической лебедки или периодической закачки ингибитора, так как при данных методах идет повышенная затрата энергии, необходимо применение физической силы на протяжении длительного времени. Источником фактора является сам человек. Средствами защиты будет являться обязательное использование спец. одежды, каски, защитных очков, перчаток. Работа, требующая нахождения работающего в статической позе 10...25 % рабочего времени, характеризуется как работа средней тяжести (энергозатраты 172...293 Дж/с); 50 % и более—тяжелая работа (энергозатраты свыше 293 Дж/с). Кроме того, при оценке степени напряженности учитывают эргономические показатели: сменность труда, позу, число движений и т.п. Так, если плотность воспринимаемых сигналов не превышает 75 сигналов в час, то работа характеризуется как легкая; 75...175—средней тяжести; свыше 176—тяжелая работа [22].

Недостаточная освещенность

Этот фактор довольно часто встречается на производстве, так как в зимнее время продолжительность светового дня очень мала, а работы по борьбе с АСПО иногда занимают много времени, поэтому приходится работать в условиях недостаточной освещенности. Источником фактора является человек, так как именно люди не делают освещение на скважинах (экономически нецелесообразно). Средствами защиты будут являться различного рода фонари и лампы, достаточно мощные для того, чтобы увеличить освещенность до необходимого уровня. Этот фактор нормируется СНИП 23-05-95, освещение при такого рода работах должно быть около 300 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Данный фактор больше всего относится к насекомым, которые могут нанести вред организму. Так как месторождение находится в зоне лесотундры с большим процентом заболоченности, то насекомых на рабочем месте много, и среди них есть те, которые могут оказать вредное воздействие на человека. Источником фактора является природа, потому что человек никак не может

повлиять на появление насекомых. Средства защиты в данном случае делятся в данном случае на два типа: средства коллективной защиты и средства индивидуальной защиты. Первый тип включает в себя различные виды сан. обработок, но применяется он редко, так как на месторождениях очень большая площадь обработки, это экономически нецелесообразно. Второй тип- применение различных средств индивидуальной защиты, обеспечивающих полное отсутствие контакта кожа-насекомое, либо максимальную минимизацию возможности вредно воздействия. Это перчатки, плотная спец. одежда, защитные очки, каска, защитные сетчатые маски.

Превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) хим. веществ

Ингибитор АСПО применяют для предотвращения и уменьшения скорости образования АСПО в нефтепромысловом оборудовании.

Ингибитор коррозии –химический реагент, предотвращающий образование и отложение твердых компонентов нефти на поверхностях оборудования

В процессе работы персонала возможно поступление ингибитора АСПО в организм человека.

Пути возможного поступления в организм человека: при вдыхании паров и аэрозолей, при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при попадании внутрь.

Поражаемые органы, ткани и системы человека: глаза, кожные покровы, нервная и дыхательная системы. Низкомолекулярные спирты (по метанолу) поражают также сосудистую систему и печень.

Наблюдаемые симптомы

при вдыхании - двигательное беспокойство, вялость;

при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

при проглатывании - понос, потеря аппетита, вялость, малая подвижность, ослабление реакции на внешние раздражители.

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект. При возгорании продукции возможны ожоги. При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;
- противогаз.

Запрещается производить любые технологические операции с ингибитором вблизи источников нагревания или открытого пламени. Запрещается использовать при работе инструмент, дающий искру при ударе. Для тушения небольших очагов горения принимают ручные порошковые или углекислотные огнетушители. Можно использовать песок и другие инертные материалы. Нельзя тушить струей воды.

При отравлении ингаляционным путем - пострадавшему необходимо обеспечить свежий воздух, покой, тепло.

При воздействии на кожу - быстро удалить попавшее вещество ватным тампоном, а затем тщательно промыть загрязненный участок кожи большим количеством воды с мылом, в последующем рекомендуется применение противовоспалительных кремов.

При попадании в глаза - провести обильное промывание водой, применить глазные капли. Обязательно наблюдение офтальмолога и терапевта.

Хранение и прием пищи в местах работы с ингибиторами категорически запрещается.

Применение ингибитора для мытья рук, чистки одежды и других бытовых нужд запрещается.

Категорически запрещается наклоняться над люком емкости с ингибитором.

Перемешивание ингибиторов производится только механическим путем.

Во избежание вдыхания паров ингибитора во время замера, отбора проб, открывания люков емкостей и других операций необходимо становиться с наветренной стороны. Отбор проб производить только в противогазах.

Работу внутри емкостей аппаратов, предназначенных для ингибиторов, необходимо производить в шланговых противогазах ПШ-1, ПШ-2 после специальной промывки и пропаривания емкостей аппаратов инертным газом (азотом) или водяным паром до достижения предельно допустимой концентрации паров ингибитора в воздухе 0,001 мг/л. [23].

Фильтрующие противогазы применяются, когда в воздушной среде содержится не менее 16 % кислорода, а содержание вредных газов не превышает пределов, допустимых для данного типа и марки противогаза.

Продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин с последующим отдыхом на свежем воздухе не менее 15 мин.

Противопоказаниями для допуска к работе с ингибиторами следует считать имевшиеся в анамнезе поражения кожи (дерматит, экзема, каратоз), заболевания печени и почек, а также беременность.

Опасные производственные факторы:

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

Этот фактор весьма опасен, так как практически все оборудование (главным образом фонтанная арматура и наземные трубопроводы) находится на открытом воздухе, то есть железо может сильно нагреваться или охлаждаться. Источником фактора является окружающая среда. Средствами защиты будут

перчатки и спецодежда. Температура поверхности не должна сильно отличаться от температуры окружающей среды.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

Данный фактор встречается на нефтепромыслах практически повсеместно, так как железо (основной материал в данной отрасли), не имеет идеальной обработки, и после технологических операций зачастую появляются незашлифованные поверхности. Источником фактора будет человек, так как именно люди не придают этому должного значения. Средствами защиты будут в первую очередь те вещи, которые закрывают открытые поверхности тела от механических повреждений (перчатки, спецодежда, каска, очки). Нормироваться данный фактор будет по критериям, которые должны соблюдать производители деталей при производстве оборудования из железа.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола).

Так как высота фонтанной арматуры на некоторых нефтегазовых промыслах составляет до 4м, а часто необходимо выполнять работу на самом верху, то здесь имеет место быть фактор высоты. Источником фактора будет человек, так как именно человек построил такое сооружение. Средствами защиты будет оборудование фонтанных арматур специальными площадками-лестницами с поручнями. Обязательным условием будет соблюдение техники безопасности по работе на высоте. Нормой этого фактора является высота 1,3 м. При превышении этой высоты на арматуре, не оборудованной площадкой, работа запрещена.

Пожаробезопасность

Так как на данной скважине добывают нефть с низким процентом обводненности (а нефть- горючее вещество), то при возникновении какой-нибудь нестандартной ситуации высока вероятность возгорания нефти, поэтому в данной отрасли соблюдение техники безопасности по пожаробезопасности особенно важно. Источником фактора может являться как природа, так и

человек, потому что возгорание возможно и без вины человека. Средствами защиты могут являться коллективные меры по пожаробезопасности (например, установка различных сигнализаций и датчиков дыма) и индивидуальные средства защиты (противопожарная одежда, а также соблюдение техники безопасности на работе с объектами с высокой вероятностью возгорания).

Пожарный инвентарь: 1) монопомпы;

2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные);

3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600); 4) рукава с гайками и без гаек; 5) запас воды; 6) пожарные щиты; 7) ящики с песком;

8) кошма, вёдра, лопаты.

Нормирование данного фактора происходит по правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности. При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

4.3. Экологическая безопасность.

При штатном режиме работы объект исследования никак не влияет на атмосферу (при условии герметичности труб и задвижек), на гидросферу и литосферу оказывается незначительное влияние, так как нарушается естественное распределение давления на забое скважины, создается депрессия при вскрытии скважины и естественный природный режим изменяется. Но все это происходит в пределах допустимых значений, поэтому никакого значительного и опасного влияния не оказывается.

При обработке скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями, происходит вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

При выполнении работ по борьбе с АСПО методом закачки ингибитора влияния на окружающую сферу не замечено. Учеными и сотрудниками ООО «ГК «Технотэк» установлено, что на литосферу негативного влияния не оказывается, эффект ингибитора заметен только на добываемой нефти, в ней меньше асфальтосмолопарафиновых веществ. На гидросферу и атмосферу влияния также нет

При использовании метода скребкования влияние оказывается только на литосферу при утилизации отходов (асфальтосмолопарафиновых отложений, которые были добыты скребком со стенок скважины). На атмосферу и гидросферу влияния нет

Основные нарушения правил охраны окружающей среды это разливы нефтепродуктов и попадание попутного газа в атмосферу при некатегоричных отказах трубопроводного транспорта, проведении работ по ремонту скважин (смены погружного оборудования), проведении комплекса ГДИС, осуществлении контрольно-измерительных мероприятий. [24].

Пары и продукты горения ингибиторов коррозии опасны для атмосферного воздуха.

Сбросы в водоемы негативно сказываются на санитарном состоянии водных объектов, тормозят биологическую очистку сточных вод, отрицательно влияют на жизненные процессы. Не допускается поступление ингибитора АСПО в водоводы, канализационные коллекторы, дренажные системы и водоемы.

Так, из отрицательного воздействия на литосферу мы можем выделить разливы ингибиторов с попаданием в почву, а также неправильную утилизацию шлама, в котором содержится АСПО. Аналогичное воздействие будет оказано и на гидросферу при такого рода загрязнениях. На атмосферу будет оказано негативное влияние, если ингибиторы будут гореть, тогда продукты горения попадут в атмосферу, либо ингибитор будет летучим.

Подробнее о защите окружающей среды рассказано ниже:

На участках, где предусматривается закачка ингибиторов АСПО, проводят следующие мероприятия:

- обеспечение герметичности системы по закачке ингибитора;
- обваловка площадки, где установлена емкость с ингибитором, для локализации очага в случае его разлива.

При аварийном разливе ингибитора участок обваловывается, верхний слой грунта снимается и вывозится в места уничтожения, согласованные с местными органами санитарного надзора.

Не допускается попадание ингибитора в подземные водоносные горизонты, в подземные водоемы, канализацию, почву.

Анализ содержания реагента в воде осуществляется согласно ТУ. Оценка состояния почвы производится путем отбора проб почвы и приготовления водной вытяжки, где и определяется содержание ингибитора. Контрольные анализы проводятся по стандартной методике зональных агрохимических лабораторий. Отбор проб обеспечивается землепользователем в соответствии с "Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв" [25].

Стоки, образующиеся при подготовке оборудования к ремонту, собирают в подземных заглубленных емкостях, откуда они откачиваются в систему ППД. Для очистки стоков может быть использован фильтр-отстойник типа ФЖ-2973.

При работе в лабораторных условиях при проведении испытаний качества ингибиторов, запрещается сливать реагент в канализацию. Сливать отходы в специальные емкости с надписью "Слив", а затем вывозить в специально отведенные места.

Силами лабораторий отраслевых территориальных НИИ, органами по регулированию использования вод, санитарно-эпидемиологическими и геологическими службами проводится оценка возможных изменений качества вод в ближайших скважинах, родниках и колодцах по графику, согласованному с местными организациями государственного надзора и охраны вод. Контрольные анализы состояния почвы проводятся зональными агрохимическими лабораториями совместно с лабораториями экологического мониторинга отраслевых территориальных НИИ. [24].

4.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В природно-климатических условиях в системе добычи и транспортировки нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- сильные морозы (ниже -40°C)
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Последнее ЧС наиболее вероятно, так как на нефтегазовых промыслах много лет используют одно и тоже оборудование, и, к сожалению, за ним нет особо жесткого контроля, поэтому очень часто нарушается герметичность технологических линий, пропускают сальники, происходят разрывы трубопроводов. Учитывая, что закачка ингибитора происходит при повышенных давлениях, то вероятность вышеперечисленных возможных ЧС увеличивается в разы.

Действия при ЧС

При возникновении такой ситуации необходимо незамедлительно остановить линию подачи, где происходит утечка, с двух сторон (при невозможности хотя бы с одной стороны). Ликвидация утечки газа (временная) допускается с помощью банджа, хомута или бинта из мешковины с шамотной глиной наложенных на газопровод. За этим участком должно быть организовано

ежесменное наблюдение. Продолжительность эксплуатации внутреннего газопровода с бандажом, хомутом или бинтом из мешковины с шамотной глиной не должна превышать одной смены.

Для предотвращения ЧС в результате утечки используют два метода определения концентрации токсичных газов и взрывоопасных веществ в воздухе рабочей зоны и в воздухе производственных помещений: лабораторный и автоматический.

Лабораторный метод – метод контроля осуществляется лаборантами химического анализа, с применением газоанализаторов МСП-Сигма, отличается высокой точностью но недостаточно оперативно, т.к отбор проб и выполнение анализа требуют время;

Автоматическая система – система анализа состава воздуха и его смеси является наиболее эффективным.

Основным назначением автоматической системы обнаружения утечек горючих газов и паров является проведение непрерывного автоматического контроля за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и рабочей зоне наружных установок с целью оповещения персонала объекта о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывный мониторинг всех производственных участков, где возможно скопления горючих газов и паров;
- сигнализация о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещение персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации.

Места установки и количество сигнализаторов до взрывоопасных концентраций определяются на этапе проектирования, исходя из требования максимально быстрого обнаружения утечек горючих газов и паров.

Датчики системы газового анализа должны располагаться в зависимости от условий на каждом технологическом участке и иметь уставку на уровне не выше 20% и 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

Система обнаружения утечек горючих газов и паров должна обеспечивать подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при содержании горючих газов и паров в помещении не выше 20% и аварийного – не выше 50% НКПР.

В производственных помещениях аварийные вентиляционные установки должны быть заблокированы с системой обнаружения утечек горючих газов и паров для автоматического включения аварийной вентиляции при подаче предупреждающего сигнала.

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала предупреждающий и аварийный сигналы должны подаваться по месту установки датчика системы газового анализа и у выхода внутри помещения. В помещениях с периодическим пребыванием персонала - у входа вне помещения. Допускается предусматривать подачу общего звукового сигнала на все помещения. При этом сигналы должны подаваться на пульт оператора (местный диспетчерский пункт).

На открытых площадках должна быть предусмотрена предупреждающая и аварийная световая и звуковая сигнализации от каждого или от группы датчиков по месту установки датчиков в помещения управления, а также аварийная сигнализация на пульт оператора. [26].

Последствия и меры необходимые для предотвращения данных ситуаций предусмотрены «Планом ликвидации возможных аварий на УПТН и ППД».

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуациях на установке УПН предусмотрены средства пожаротушения. К ним относятся: лафетные стволы, пожарные гидранты, огнетушители ОП, песок, лопаты, ведра, пожарные краны.

Все средства пожаротушения должны быть проверены и постоянно находится в исправном состоянии. [27].

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Месторождение В. Д. расположено на территории Сахалинской области в Ногликском районе. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Р.Н.-С.М.Н.Г.» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой

продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки УПН;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены геологическое строение месторождения В. Д., свойства и состав пластовых флюидов, приведены данные по механизму появления асфальтосмолопарафиновых отложений, по их химическому составу и влиянию состава нефти на отложение АСПВ, по причинам, влияющим на АСПО, по видам методов борьбы с отложениями и конкретно методам, используемым на месторождении В. Д., также дано экономическое обоснование этих методов и была описана социальная ответственность при выполнении работ, связанных с борьбой с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

В результате проведенной работы можно сделать вывод, что на месторождении В. Д. особо остро стоит проблема асфальтосмолопарафиновых отложений, которая была рассмотрена на примере скважины №19 данного месторождения (оборудована УЭЦН марки REDA), имеющей небольшую обводненность (около 2%) и средний дебит жидкости около 22 м³/сут. По итогам работы был сделан обоснованный выбор метода борьбы с АСПО с учетом промысловых условий данного месторождения. Был проведен анализ как с технологической, так и с экономической точки зрения. При проведении анализа были учтены все условия и факторы, которые относятся к заданным промысловым условиям. Исследования позволили подтвердить правильность выбора метода, используемого на данный момент при эксплуатации заданной скважины. С помощью данной работы стало понятно, каким методом нужно пользоваться, чтобы борьба с АСПО была наименее затратной.

Для решения проблемы отложения АСПВ использовали два варианта решения - механический и химический. Так, в ходе выполнения работы, было выяснено, что химический метод используется для предотвращения и растворения отложений АСПВ, в то время как механический метод позволяет лишь только удалить АСПО. Способ эксплуатации месторождения, термо- и барические режимы течений, состав и характеристики продукции, добываемой на месторождении показали, что на данном месторождении из всех применяемых

методов наиболее рентабельным является химический метод (закачка ингибитора OBSENO L RM 45 с помощью УДР). С технологической точки зрения он выгоден частотой межочистного периода (41 сутки у химического и 3 суток у механического), а с экономической выгоден по затратам на 1 сутки (4139,68 рублей на химическую обработку и 4985,90 руб. на механическую). Данные указаны для рассмотренной скважины №19

Для обеспечения надежности оборудования и увеличения межочистного периода необходимо контролировать оптимальную дозировку реагента. Необходимо также учитывать, что поскольку в настоящее время реагент на скважину подается периодически автоматикой, нужно строго соблюдать условия эксплуатации установки, дозирующей реагент. Также требуется постоянный мониторинг текущего состояния труб, состава добываемого флюида для разработки технологических мер по предотвращению или минимизации действия АСПО на работу оборудования.

Список литературы

1. Богданчиков С. М., Коблов Э. Г. Сырьевая база углеводородов Сахалинской нефтегазоносной области // Минеральные ресурсы России 1995. - N 1 - С. 19-22.
2. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения В. Д. Общие сведения о месторождении
3. Геология СССР, т. XXXIII. Остров Сахалин.-М., Недра, 1970. -431 с.
4. Баженова О. К. Условия формирования углеродосодержащих силици- тов окраин континентов // Известия Академии наук. сер. геол.,- М. -1986.- №8.- С. 91-97.
5. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения В. Д. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.
6. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С. 19-24.
7. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения В. Д. Техника и технология добычи углеводородов
8. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.
9. Ибрагимов Н.Г. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа, 2003. 302 с.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.
11. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с
12. Сорокин А.В., Табакаева А.В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины // Бурение и нефть. 2009. №2. С. 25-26.

13. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.
14. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5. С. 33-36 с.
15. Инструкция по применению OBSENOL RM 45
16. МР 2.2.7.2129-06 "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях"
17. СП 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
18. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»
19. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
20. СНиП 23-05-95;
21. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
22. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 05.12.2014)
23. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.
24. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.
25. "Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв" М., Гидрометиздат, 1983, ч. 1, п.12

26. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения [Текст]. - введ. 01.01.1995.- М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.16 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н, Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593) // Электронная библиотека документов. – 2013. – 57 с.

27. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс].- / Консультант Плюс – Электр. Режим доступа [www.URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/), свободный. – Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 02.07.2013.

Приложение Б Затраты на скребкование

Таблица Б.1– Затраты на оплату труда.

№	профессия	разряд	часовая тарифная ставка, руб.	баланс рабочего времени, ч.	оплата по тарифу, руб	Премия ... %	Надбавка за вредность, руб	РК	Северная надбавка	Всего, руб
						21%	21%	80%	80%	
1	Оператор	5	75,32	3,28	246,87	51,84	51,84	280,44	280,44	911,44
2	Оператор	5	75,32	3,28	246,87	51,84	51,84	280,44	280,44	911,44
3	Мастер	11	107,48	0,59	63,41	13,32	13,32	72,04	72,04	234,11
4	Резерв на отпуск		16,7%							342,83
5	Резерв на годовое вознаграждение		8,3%							171,42
6	Социальные отчисления		28,5%							732,80
ИТОГО				7,15						3304,05

Таблица Б.2 – Затраты на спецтехнику

№											
1	Лебедка на базе КАМАЗ	1	1	534,55	4,01	14,4	29,13	6 566,90			
ИТОГО											6 566,90

Таблица Б.3 – Материальные затраты

№						
1	Лента фум	шт.	18	107,00	1 926,00	3,18
2	Ветош	шт.	36	250,38	9 013,68	14,88
3	ЗИП для приборов	шт.	5	5 000,00	25 000,00	41,26
ИТОГО						59,31

Таблица Б.4 – Расчет амортизации

№	Наименование	ед.изм.	кол-во	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизационных отчислений, %	Амортизационные отчисления за месяц, руб
1	Датчик положения скорости	шт.	1	37 000	0,01%	12,48
2	Лубрикатор	шт.	1	559 897	0,01%	188,80
3	Скребок	шт.	2	11 987	0,01%	8,08
ИТОГО						209,36

Таблица Б.5 – Расшифровка прочих расходов

№	Наименование	ед.изм.	кол-во	цена за ед, руб	сумма	
1	ТО и Ремонты приборов	шт.	1	125,62	125,62	
2	ТО и Ремонты Лебедки на базе КАМАЗ	шт.	1	286,03	286,03	
ИТОГО					411,64	

Таблица Б.6 – Расшифровка накладных расходов

№	Наименование	ед.изм.	кол-во	цена за ед, руб	сумма	
1	Затраты на АУП, общепроизводственные и общехозяйственные расходы	%	15%	10 139	1 521	
ИТОГО					1 521	

Таблица Б.7 – Расшифровка рентабельности

№	Наименование	ед.изм.	кол-во	цена за ед, руб	сумма	
1	Воспроизводство основных производственных фондов и соц. расходы	%	5%	12 072	604	
ИТОГО					604	

Приложение В Затраты на зачку ингибитора

Таблица В.1 – Затраты на оплату труда

№	Профессия	Разряд	часовая тарифная ставка, руб.	Баланс рабочего времени, ч.	Оплата по тарифу, руб	Премия, 30%	Надбавка, руб	РК (80%)	Северная надбавка (75%)	Всего, руб
1	Оператор ХОС 5 разряда		325,30	0,7	227,71		24 000,00			227,71
2	Технолог		325,30	0,7	227,71		24 000,00			227,71
3	Старший мастер		433,73	0,7	303,61		32 000,00			303,61
ИТОГО										759,03

Таблица В.2 – Затраты на спец. технику

№	Наименование спецтехники	Кол-во	Расценка, руб/ч	Время работы по норме, ч	Расценка руб/км	Пробег, км	Сумма, руб
1	СИН-32	1	1 458,91	0,7			1 021,24
2	АЦ(Урал)	2	1 697,00	0,7			2 375,80
3	Вахтовый автомобиль УАЗ	1	647,00	0,7			452,90
ИТОГО							3 849,94

Таблица В.3 – Материальные затраты

№	Наименование химреагента	Ед.изм	Кол-во	Цена за единицу, руб	Стоимость всего за весь период действия договора, руб	На операцию, руб
1	OBSENOL RM 45	кг.	740	140,00		103 600,00
2	Доставка химреагента	кг.	740	11,70		8 658,00
ИТОГО						112 258,00

Таблица В.4 – Проживание и перелет

№	Профессия	Москва - Южно - Сахалинск - Москва	Проживание	Суточные	Среднее кол-во раб/час в месяц	Затраты на 1 раб/час, руб.	Продолжительность, час	Сумма, руб
1	Оператор ХОС 5 разряда	20 000,00	15 000,00	14 000,00	166	295,18	0,7	206,63
2	Технолог	20 000,00	15 000,00	14 000,00	166	295,18	0,7	206,63
3	Старший мастер	20 000,00	35 000,00	14 000,00	166	415,66	0,7	290,96
ИТОГО								704,22