

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ОСЛАЖНЕННОГО ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПУГЛАЛЫМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
УДК <u>622.276.013:622.248.3(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Обманов Василий Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2018 г.

*Планируемые результаты обучения*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
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-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
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)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
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)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
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)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р10	Планировать, проводить, анализировать, Обработать 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)
<b>в области проектной деятельности</b>		
Р11	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-е)

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

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Обманов Василий Александрович

Тема работы:

АНАЛИЗ ОСЛАЖНЕННОГО ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПУГЛАЛЫМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.02.2018 № 1220/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2018г
--	-------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Пуглалымскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, научно техническая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Геолого-физическая характеристика месторождений 2. Состояние разработки Пуглалымского месторождения 3. Осложненный фонд добывающих скважин 4. Социальная ответственность 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
<b>Перечень графического материала</b>	1. Рисунок 1.1 Обзорная схема Пуглалымского НГКМ 2. Рисунок 2.1 Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области 3. Рисунок 2.2 Объект Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> . Карта охвата ПГИС 4. Рисунок 2.3 Индикаторная диаграмма скважины № 88 5. Рисунок 3.1 Отказ УЭЦН 2017 год

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Обманов В.А.		

Томск 2018г

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Обманову Василию Александровичу

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

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

1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин
---	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ эффективности использования дозаторов ингибирования на месторождении.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение комплекса работ по проведению мероприятия; Расчет бюджета затрат на мероприятие.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение экономической эффективности от мероприятия и использования нового оборудования.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Обманов Василий Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Обманову Василию Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования ВКР является анализ эффективности методов борьбы с осложнениями на добывающих скважинах
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b>  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;  – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);  – предлагаемые средства защиты;  – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).  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);  – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	<p><b>Вредные факторы на Пуглалымском месторождении:</b>  - недостаточная освещенность рабочей зоны - высокий уровень шума;  - высокий уровень вибрации;  - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;  - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы:  - электрический ток  - пожаровзрывобезопасность  - механические травмы  Средства защиты</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b>  – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);  – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p>	<p><b>Экологическая безопасность:</b>  Охрана атмосферы  Охрана гидросферы  Охрана литосферы и животных</p>

<p>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>  перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;  – выбор наиболее типичной ЧС;  – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;  разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды».</p> <p>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- техногенного характера;</li> <li>- природного характера;</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;  – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации», общегосударственными и отраслевыми НД в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организациях является планомерное осуществление комплекса организационно-технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Обманов Василий Александрович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о месторождении	
	Геологическое строение месторождения	
	Текущее состояние разработки месторождения	
	Техническая часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Е.Г.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 82 с., 5 рисунков, 14 таблиц, 14 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, залежь, фонд скважин, установка электроцентробежного насоса, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, ингибитор, коррозия.

Объектом исследования является Пуглалымское нефтяное месторождение Томской области.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении. В ВКР проведена работа по сбору информации добывающих скважин и выявлены факторы, оказывающие отрицательное влияние на работу УЭЦН и промыслового оборудования. Предложены мероприятия по увеличению МРП и снижению количества причин преждевременных отказов, а также предотвращение отрицательных факторов отложения на промысловом оборудовании.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ППД – поддержание пластового давления;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

МРП – межремонтный период;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

УДНГ – управление добычи нефти и газа;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

СУ – станция управления;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин;

УД – установка дозирующая

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЛА – план ликвидации аварий

## Оглавление

Введение	14
1 Геологическое строение месторождения	15
1 Общие сведения о месторождении	15
2 Геолого-физическая характеристика месторождения	19
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	19
2.2. Нефтегазоносность разреза	22
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	27
2.3.1 Отбор и исследование керна	27
2.3.2 Геофизические исследования скважин в процессе бурения	29
2.3.3 Промыслово-геофизические исследования скважин	31
2.3.4 Гидродинамические исследования скважин	32
2.4 Свойства и состав нефти, газа и воды	37
2.4.1.Свойства и состав нефти	37
2.4.2 Свойства и состав пластовых вод	41
2.4.3 Сведения о запасах углеводородов	44
3 Осложненный фонд добывающих скважин	46
3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений	46
3.1.1 Виды осложнений	46
3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с аспо	46
3.2.1 Применение покрытий	49
3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями	51
3.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией	53
3.4.1 Данные отказов УЭЦН за 2017 год	57
4 Социальная ответственность	58
4.1 Производственная безопасность	59
4.2 Анализ вредных факторов	59
4.2.1 Повышенный шум	59

4.2.2 Отклонение параметров климата	60
4.2.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	61
4.3 Анализ опасных факторов	62
4.3.1 Движущиеся машины и механизмы	62
4.3.2 Опасность механических повреждений	62
4.3.3 Опасность химических ожогов	63
4.4 Экологическая безопасность	64
4.4.1 Защита атмосферы	65
4.4.2 Защита Гидросферы	67
4.4.3 Охрана Литосферы	67
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	68
4.5.1 Пожаровзрывоопасность	70
5 Финансовый менеджмент	71
Заключение	80
Список используемых источников	81

## **ВВЕДЕНИЕ**

В России большая часть углеводородов добывается механизированным способом. На сегодняшний день большая часть УЭЦН работает в условиях, когда добываемая жидкость содержит: большое количество механических примесей, солей и АСПО. В таких условиях качественная работа центробежных насосов становится проблематичной. На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтный период работы установок. Так же серьезной проблемой является отложения солей и АСПО на стенках эксплуатационных труб, выкидных линий и промышленного оборудования.

В данной работе будут рассмотрены решения проблем с отложениями солей, АСПО и коррозии оборудования на Пуглалымском месторождении.

Данное мероприятие позволит снизить затраты на ремонты оборудования и увеличить МРП погружных установок. Что ведет к увеличению прибыли, и является основной задачей для нефтяной компании.

## 1. Общие сведения о Пуглалымском месторождении

В административном отношении Пуглалымское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области. Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Районный центр – поселок Каргасок расположен в 165 км к северо-востоку от района работ, ближайшее село Средний Васюган находится в 46 км от месторождения. До ближайшего промышленного центра и железнодорожной станции г. Томска по прямой 502 км. [1].

Пуглалымское нефтяное месторождение вместе с расположенными в непосредственной близости Средне-Нюрольским и Ключевским месторождениями входит в состав Средне-Нюрольского лицензионного участка (рис.1.1).

Пуглалымское месторождение открыто в 1971 г. бурением поисковой скважины № 86, расположенной в центре структуры и введено в разработку в 2005 г. Продукция скважин под устьевым давлением поступает в нефтесборный коллектор затем на станцию ДНС далее в промысловый трубопровод. На месторождение пробурено 36 скважин, при этом 33 из них находятся в контуре нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных скважин), три поисково-разведочных скважины (№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями надугольной толщи васюганской свиты – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Лицензия ТОМ 12012 НЭ на право пользования недрами для геологического изучения недр и добычи нефти и газа на Средне-Нюрольском участке выдана ОАО «Восточная транснациональная компания» 17.12.2003 г. Участок недр имеет статус горного отвода, срок окончания действия лицензии 18.07.2019 г. [1]

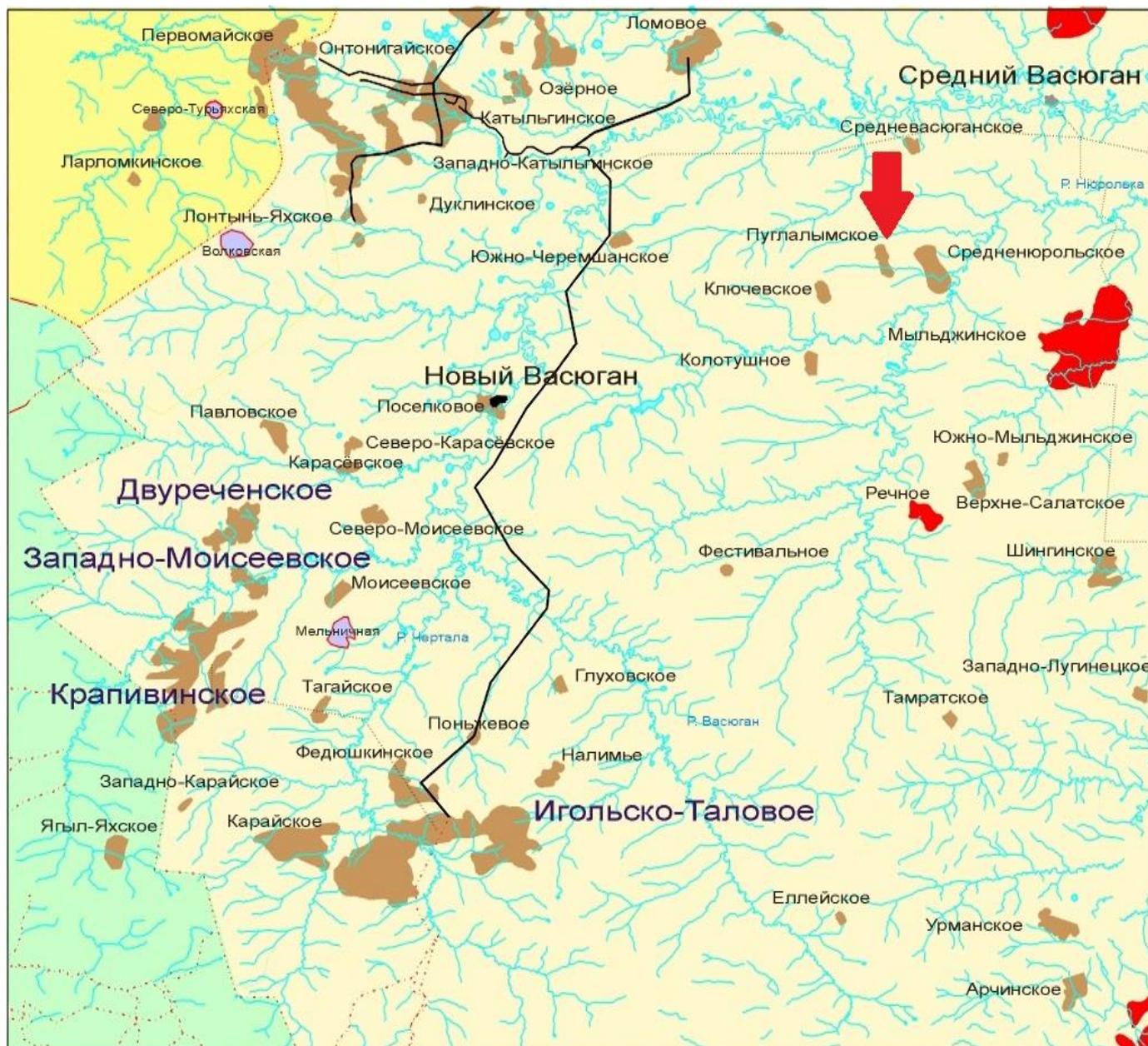


Рисунок 1.1—Обзорная карта района работ

## **Инфраструктура**

Ближайший нефтепровод находится примерно в 60 км к северу от лицензионного участка, принадлежит ОАО «Томскнефть» и врезается в магистральный нефтепровод, находящийся в 112 км к северо-востоку и относящийся к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири».

Ближайший нефтесборный пункт находится в 50 км на Лугинецком месторождении и в 20 км до центрального нефтегазопровода, который также относится к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири», расположенному в г. Томске.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом (продолжительность использования зимников составляет 5 - 6 месяцев), а также по рекам Васюган, Обь, Томь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

## **Водные ресурсы**

В орографическом отношении Пуглалымское месторождение находится в пределах древней озерно-аллювиальной равнины среднечетвертичного возраста, расположенной в междуречье рек Пуглалым, Кому-Еган, Нюролька и их притоков - мелких рек и ручьев без названия. Реки типично равнинные, скорость течения 0.4-0.6 м/сек. Русла рек сильно меандрируют, поймы рек заболочены. Питание рек смешанное: за счет снеготаяния, летне-осенних дождей и подземных вод. Вода в реках с пониженной минерализацией. На территории района работ имеется значительное количество мелких озер.

Водораздельные поверхности исследуемого района имеют верховые грядово-озерково-мочажинные болота, в которых содержатся истоки нескольких водотоков, дренирующих склоны водоразделов. На данных склонах водораздельных поверхностей находятся болота промежуточного, переходного типа, а низинные болота занимают низины и околопойменные части долин. Заболоченность участка составляет около 67 %, глубины болотных торфяных залежей составляют до 1,8 и более метров.

## **Климат**

Континентальный, характеризуется холодной продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Продолжительность зимнего периода 152-157 дней. Температура самого холодного месяца – января равна -31,40С. Температура самого теплого месяца – июля составляет 17,40С.

Наивысшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае и составляет 4,8 м/сек. В летнее время преобладают ветра юго-западного направления. В зимнее время часты ветры северных румбов.

Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая, толщина его достигает 0,8 м на открытых участках и до 1,5 м на залесенных. Ледостав на реках происходит в первой половине ноября, а их вскрытие — в начале мая.

## **Рельеф**

Рельеф местности плоский с общим уклоном поверхности в восточном направлении. Преобладающие абсолютные отметки высоты — 67-94 м. Поверхность рельефа изрезана глубокими долинами крупных и мелких рек.

## **2 Геолого-физическая характеристика Пуглалымского месторождения**

### **2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Стратиграфическое расчленение разреза Пуглалымского месторождения соответствует региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным МСК СССР 30.01.1991 г. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дается с учетом результатов поисково-разведочного бурения, выполненного в пределах рассматриваемого месторождения. [2]

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста. По результатам сейсморазведочных работ МОВ ОГТ толщина осадочного чехла в пределах площади составляет 2650-2700 м.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, сложенного, в основном, терригенными отложениями, представлена на (рис. 2.1)

Основные отражающие горизонты разреза связаны: Ф2- с поверхностью доюрского фундамента (подошвой осадочного чехла); Ia - с угольными реперами в тюменской свите; Па – с кровлей баженовской свиты, Пб – с подошвой киялинской свиты.

Доюрский комплекс отложений фундамента (рJ).

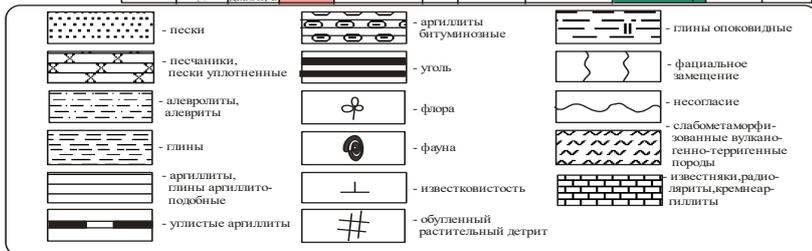
Палеозойские породы фундамента вскрыты поисковыми скважинами №№ 86 и 90. В скв. № 86 фундамент представлен отбелеными глинисто-кремнистыми породами, относимыми к чузикской толще, а в скв. № 90 – среднедевонскими известняками серыми, массивными, в различной степени

перекристаллизованными, вскрытая толщина отложений доюрского комплекса составляет 56 м, т.е. данными бурения охарактеризована самая верхняя часть разреза доюрских отложений.

На поверхность фундамента выходят породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов, различные по возрасту (от среднего девона до нижнего карбона) и вещественному составу - на Пуглалымской площади в скв. № 86 в верхней части доюрского фундамента вскрыты углистые аргиллиты темно-серые до черных, плотные, однородные, интенсивно карбонатизированные, метаморфизованные. Скв. № 90 вскрыла известняки темно-серые, трещиноватые с прослоями черной глинисто-кремнистой породы верхнедевонского возраста.

На поверхности палеозойских пород развита кора выветривания, которая указывает на существование в конце палеозоя - начале мезозоя выровненной, слабо размывавшейся суши.

ВОЗРАСТ, МЛН. ЛЕТ (по шкале И.В.Иванова)	ЭРАТЕМА (эра)	СИСТЕМА (период)	ОТДЕЛ (эпоха)	ЯРУС (век)	ПОДЯРУС	НАДГОРИЗОН	СВИТА	ИНДЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦ	СЕЙСМОКОМПЛЕКС	СЕЙСМОФОРМАЦИЯ	ГЛУБИНА, М	ЛИТОЛОГИЯ	НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	НЕФТЕГАЗОЛОСЛИБЕКОМПЛЕКСЫ
25	КАЙНОЗОЙСКАЯ, КЗ	ПАЛЕОГЕНОВАЯ, Р	ЭОЦЕНОВЫЙ (эпоха)	ХАТТСКИЙ	<i>P<sub>3</sub>h</i>		НЕКРАСОВСКАЯ		БУЕШНИНСКИЙ		50			
35,5				РОПЕЛЬСКИЙ	<i>P<sub>3</sub>r</i>		ЧЕЛАНСКАЯ	<i>V<sup>b</sup></i>	НАУМАКОВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	100			
				ПРИАБОНСКИЙ	<i>P<sub>2</sub>p</i>		ВОЗНИКОВСКАЯ		СРЕДНЯЯ	150				
				БАРТОНСКИЙ	<i>P<sub>2</sub>b</i>		ТАЛНИЦАЯ	<i>V<sup>a</sup></i>	НИЖНЯЯ	200				
				ЛЮТЕТСКИЙ	<i>P<sub>2</sub>l</i>					250				
				ИПРСКИЙ	<i>P<sub>2</sub>i</i>					300				
				ТАНЕСКИЙ	<i>P<sub>1</sub>t</i>					350				
				ДЕЛАНДСКИЙ	<i>P<sub>1</sub>z</i>					400				
				ДАТСКИЙ	<i>P<sub>1</sub>d</i>					450				
65				МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛЮВАЯ, К	ВЕРХНИЙ, К <sub>2</sub>	МААСТРИХТ	<i>K<sub>2</sub>m</i>	В	САЙБИЦКАЯ			ДЕРЬВИНСКИЙ	ВЕРХНЯЯ
70	КАМНИАН	<i>K<sub>2</sub>ep</i>	В				САЛТАГО-РЕДСКАЯ	<i>IV<sup>b</sup></i>	ДЕРЬВИНСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	550			
75	САНТОН	<i>K<sub>2</sub>s</i>	В				ПОДГОРСКАЯ		СРЕДНЯЯ	600				
80,5	КОНЬЯК	<i>K<sub>2</sub>en</i>	В				БЕРЕЖОВСКАЯ		НИЖНЯЯ	650				
85,5	ТУРОН	<i>K<sub>2</sub>t</i>	В				БУЖИВОВСКАЯ			700				
90,5	СЕНОМАН	<i>K<sub>2</sub>c</i>	С							750				
95,5	АЛЬБ	<i>K<sub>1</sub>al</i>	В				ПОКУРСКАЯ	<i>III</i>	ПОКУРСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	800			
105	АНТ	<i>K<sub>1</sub>a</i>	В							850				
110,5	БАРРЕМ	<i>K<sub>1</sub>br</i>	В							900				
115,5	ГОТЕРИВ	<i>K<sub>1</sub>g</i>	В							950				
120,8	ВАЛАЖСКИЙ	<i>K<sub>1</sub>v</i>	В		КЫЖЛИНСКАЯ	<i>II<sup>b</sup></i>	САРАГАСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	1000					
130	БЕРРИАС	<i>K<sub>1</sub>b</i>	В		ТАРСКАЯ		ПОЛУДИНСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	1050					
135,4	ВОЛЖСКИЙ	<i>J<sub>2</sub>v</i>	В		КЮМЫСКИ	<i>II<sup>a</sup></i>	ПОЛУДИНСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	1100					
140,8	КИМЕРИДЖ	<i>J<sub>2</sub>km</i>	В		БАЖЕНОВСКАЯ	<i>II<sup>a</sup></i>	ПОЛУДИНСКИЙ	СРЕДНЯЯ	1150					
150	ОКСФОРД	<i>J<sub>2</sub>o</i>	В		ТОРТИНСКАЯ		ПОЛУДИНСКИЙ	СРЕДНЯЯ	1200					
155	КЕЛЛОВЕЙ	<i>J<sub>2</sub>c</i>	В		ВОСЬМИСЛАВСКАЯ	<i>T</i>	ПОЛУДИНСКИЙ	НИЖНЯЯ	1250					
160,1	БАТСКИЙ	<i>J<sub>2</sub>bt</i>	В		НАУМАКОВСКАЯ		ПОЛУДИНСКИЙ	НИЖНЯЯ	1300					
165,5	БАЙОССКИЙ	<i>J<sub>2</sub>b</i>	В		ПОМЕСКАЯ	<i>I<sup>a</sup></i>	ЗАВОДКОВСКИЙ	ВЕРХНЯЯ	1350					
170,5	ЛАЛЕНСКИЙ	<i>J<sub>2</sub>la</i>	В		ПЕШКОВСКАЯ		ЗАВОДКОВСКИЙ	СРЕДНЯЯ	1400					
175,5	ТОАРСКИЙ	<i>J<sub>2</sub>t</i>	В		ТОУРСКАЯ		ЗАВОДКОВСКИЙ	СРЕДНЯЯ	1450					
180,3	ПЛИНСБАХ	<i>J<sub>2</sub>p</i>	В	НАЧКА	<i>Phi<sub>2</sub></i>	ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1500						
185	ТРИАС, Т			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1550						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1600						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1650						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1700						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1750						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1800						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1850						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1900						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	1950						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2000						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2050						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2100						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2150						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2200						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2250						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2300						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2350						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2400						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2450						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2500						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2550						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2600						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2650						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2700						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2750						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2800						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2850						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2900						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	2950						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3000						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3050						
	ПЕРМЬ, П			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3100						
	КАРБОН, С			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3150						
	ДЕВОН, D			ЗАВОДКОВСКИЙ		ЗАВОДКОВСКИЙ	НИЖНЯЯ	3200						



Составлено  
а) согласно решению от 30.01.1991 г., г. Тюмень; решению от 02.02.2001 г., г. Новосибирск. Каталог литолого-стратиграфических разбивок ..., г. Ханты-Мансийск, г. Тюмень, 2000 г.  
б) по ИГНГ СО РАН СНИГТИМС, "Построение модели геологического строения, оценка сырьевой базы и разработка концепции геологического разведочных работ в зоне деятельности ОАО "ТОМСКНЕФТЬ" ВНК в ХМАО", А.Э.Конторович, 2001 г.

Рисунок 2.1 – Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области

## 2.2. Нефтегазоносность разреза

На Пуглалымском нефтяном месторождении продуктивными являются терригенные отложения надугольной толщи – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Месторождение было открыто в 1971 г, поисковой скважиной № 86, пробуренной в центральной части структуры. В промышленной разработке находится с февраля 2005 г.

Продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, который датируется оксфорд-кимериджским временем поздней юры, приурочен к терригенным коллекторам горизонта Ю1 и представлен чередованием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород. Ловушка углеводородов структурно-стратиграфического типа. Анализируя взаимосвязь коллекторов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> с вмещающими породами, следует отметить достаточно хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Верхней крышкой продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> служат аргиллиты георгиевской и бажендовской свит, общая толщина которых составляет 8.0-9.5 м, а нижней – пачка непроницаемых пород толщиной 8-10 м, сложенная глинисто-алевритистыми разностями.

В пределах залежи продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> хорошо выдержан, его общая толщина изменяется от 3.8 до 9.2 м, в среднем составляя 6.9 м. По данным ГИС пласт неоднородный, представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Эффективная толщина изменяется от 2.4 до 9.0 м, составляя в среднем 4.7 м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.4 до 7.8 м, составляя в среднем 4.4 м. Коэффициент песчаности в пределах залежи составляет 0.7 д.ед., изменяясь по пласту от 0.4 до 1.0 д.ед.; расчлененность пласта изменяется от 1 до 5, в основном, составляя 2.2 (табл. 2.1).

На Пуглалымском месторождении песчаники продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, вскрыты 36 скважинами, при этом 33 из них находятся в контуре

нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных скважин), три поисково-разведочных скважины (№№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Нефтеносность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> установлена при испытании скважины № 86. Из интервала с а.о. -2352.6 -2360.6 м был получен приток нефти (8.2 м<sup>3</sup>/сут) (Дшт=3 мм) с небольшим количеством газа (4.6 м<sup>3</sup>/сут) при пластовом давлении 24.2 МПа. [2]

Нефтяная залежь пластово-сводового типа, приурочена к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, осложненной тремя куполовидными поднятиями, восточное крыло осложнено амплитудным тектоническим нарушением (тектонический экран), в остальной части залежь контролируется водонефтяным контактом. По изогипсе -2380 м (ВНК) размеры залежи составляют 9.9\*8.5 км, высота – 32.3м. Нефтенасыщенная толщина достигает максимального значения в скв. № 330 (7.8 м). Залежь характеризуется незначительной по площади водонефтяной зоной (18.7 % от общей площади). Краткие сведения о типе и геометрических размерах нефтяной залежи приведены в (табл. 2.1) .

Таблица 2.1 – Характеристика продуктивных залежей Пуглалымского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, м х м	Площадь залежи, 103 м <sup>2</sup>	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	пластовая сводовая, тектонический экран.	9 900 х 8 500	33 556	-2359.5 (-2347.7 -2375.7)	-2380.0	32.3

Геологические профильные разрезы, характеризующие положение залежи нефти, контакта «нефть – вода» и тектонических нарушений.

Водонефтяной контакт по залежи установлен на а.о. -2380.0 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка с учетом результатов опробования в скв. № 93. В ноябре 1991 г. при испытании в открытом стволе в интервале с а.о. -2372.6 - 2382.8 м за 93 минуты было получено 0.53 м<sup>3</sup> пластовой воды и 0.05 м<sup>3</sup> нефти, при повторных испытаниях в интервале с а.о. -2368.9 - 2385.9 м при переливе был получен приток пластовой воды (дебитом 17.28 м<sup>3</sup>/сут) с пленкой нефти, а при испытании интервала с а.о. -2368.9 - 2377.9 м был получен приток жидкости дебитом 2.4 м<sup>3</sup>/сут, на 5-10 % состоящий из нефти. Отметка ВНК -2380 м совпадает с отметкой, утвержденной в 1990 г. [2]

В результате детального анализа сейсморазведочных работ, данных бурения, результатов опробования и интерпретации ГИС условно залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> делится на две – основную и залежь в районе скв. № 90.

Уровень ВНК на основной залежи принят по скв. № 93 (а.о. -2380 м), в которой при испытании интервала а.о. -2369 -2386 м получена пластовая вода с пленкой нефти (Q<sub>в</sub>=17.3 м<sup>3</sup>/сут), наиболее вероятно, что уровень ВНК основной залежи на а.о. -2377 м, по результатам опробования и данным ГИС скв. № 344.

У залежи в районе скважины № 90 при испытании из интервала а.о. -2361 -2365 м, получена нефть с газом дебитом 1.71 м<sup>3</sup>/сут, принимая свой уровень ВНК по данной залежи по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90 раздел нефть - вода в этом районе проходит на а.о. -2365 м.

Характеристика продуктивного пласта по результатам интерпретации ГИС. Пуглалымское месторождение, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, указана в (табл.2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика продуктивного пласта по результатам интерпретации ГИС. Пуглалымское месторождение, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Параметр	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	
	ПЗ 2009 г.	01.01.2013 г.
1 Общая толщина		
1.1 Количество скважин	20	36
1.2 Минимальное значение, м	4.0	3.8
1.3 Максимальное значение, м	8.3	9.2
1.4 Среднее значение, м	7.3	6.9
2 Эффективная толщина		
2.1 Количество скважин	20	36
2.2 Минимальное значение, м	2.4	2.4
2.3 Максимальное значение, м	6.5	9.0
2.4 Среднее значение, м	4.1	4.7
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина		
3.1 Количество скважин	17	33
3.2 Минимальное значение, м	2.4	1.4
3.3 Максимальное значение, м	5.1	7.8
3.4 Среднее значение, м	3.2	4.4
4 Коэффициент песчанистости		
4.1 Количество скважин	20	36
4.2 Минимальное значение, единиц	0.36	0.40
4.3 Максимальное значение, единиц	0.83	1.00
4.4 Среднее значение, единиц	0.50	0.70
5 Коэффициент расчлененности		
5.1 Количество скважин	20	36

Продолжение таблицы 2.2

5.2 Минимальное значение, единиц	1	1
5.3 Максимальное значение, единиц	5	5
5.4 Среднее значение, единиц	2.7	2.2
6 Коэффициент пористости		
7.1 Количество скважин	20	36
7.2 Минимальное значение, единиц	0.12	0.10
7.3 Максимальное значение, единиц	0.20	0.20
7.4 Среднее значение, единиц	0.17	0.19
7 Коэффициент нефтенасыщенности		
8.1 Количество скважин	17	33
8.2 Минимальное значение, единиц	43.1	50.0
8.3 Максимальное значение, единиц	74.4	82.1
8.4 Среднее значение, единиц	64.1	67.4

## 2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

С целью наиболее полного изучения коллекторских свойств, подсчетных параметров, а также выяснения петрофизических связей и решения вопросов стратификации разреза на Пуглалымском месторождении отбор керна проводился из отложений нижнего мела (куломзинская свита), верхней и средней юры (баженовская, георгиевская, васюганская и тюменская свита). [2]

### 2.3.1 Отбор и исследование керна

Керн отобран в каждой из восьми поисково-разведочных скважин, пробуренных с 1971 по 1991 гг. в пределах Пуглалымского месторождения. В 2007 г. керн (со 100 % выносом) отобран в двух эксплуатационных скважинах: № 336 и № 348.

На месторождении всего с отбором керна пройдено 627.4 м, линейный вынос керна составил 371.2 м (59.12 %). Сведения об отборе керна по продуктивному пласту Ю11-2 приведена в (табл. 2.3.)

Таблица 2.3 – Изученность керном продуктивного пласта. Пуглалымское месторождение

Продуктивный пласт	Параметр	Данные по скважинам										Итого
		№ 86	№ 87	№ 88	№ 89	№ 90	№ 91	№ 92	№ 93	№ 336	№ 348	
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Проходка, м	9.5	6.0	12.0	8.2	4.3	12.2	5.5	7.0	12.3	12.4	89.4
	Вынос, м	2.9	0.3	7.8	5.4	3.0	11.3	5.5	3.6	12.3	12.4	64.5
	% выноса	30.5	5.0	65.0	65.9	70.6	92.6	100.0	50.7	100.0	100.0	72.1

Исследования керна по поисково-разведочным скважинам включали литологическое описание пород, лабораторные определения коэффициентов

открытой пористости, абсолютной газопроницаемости, остаточной водонасыщенности и карбонатности. Кроме этого, был сделан гранулометрический анализ, определена объемная плотность образцов и проведены замеры интервального времени пробега продольной волны по породе и электрических параметров горной породы.

В 2007 г. отобран керн из эксплуатационных скважин №№ 336 и 348 (интервал залегания продуктивного пласта был пройден на РНО) для уточнения подсчетных параметров, установления закономерностей в распределении пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу, а также получения данных по совместному течению воды и нефти (фазовые проницаемости) и определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения при вытеснении нефти водой.

Степень охарактеризованности керном продуктивных отложений, диапазон изменения коллекторских свойств в целом и их средние значения приведены в (табл. 2.4.)

Таблица 2.4 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна. Пуглалымское месторождение, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

Параметр	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	
	по нефтяной части	по пласту в целом
<b>1 Коэффициент пористости</b>		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	69	104
1.4 Минимальное значение, единиц	0.090	0.090
1.5 Максимальное значение, единиц	0.210	0.210

Продолжение таблицы 2.4

1.6 Среднее значение, единиц	0.146	0.150
<b>2 Коэффициент проницаемости</b>		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	76	91
1.4 Минимальное значение, единиц	0.300	0.300
1.5 Максимальное значение, единиц	36.890	36.890
1.6 Среднее значение, единиц	6.510	6.530
<b>3 Водоудерживающая способность</b>		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	57	79
1.4 Минимальное значение, единиц	0.265	0.265
1.5 Максимальное значение, единиц	0.750	0.750

### 2.3.2 Геофизические исследования скважин в процессе бурения

Разнообразие и полнота комплекса ГИС, проведенных в 39-ти скважинах Пуглалымского месторождения (восьми поисково-разведочных, 28 эксплуатационных и трех водозаборных) определялись временем проведения каротажа и назначением скважин. Исследования проводились, в основном, в необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором.

Стандартный каротаж был выполнен во всех скважинах месторождения с одновременной записью кривой ПС. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проведено во всех скважинах, кроме скв. № 2В. Микрозондирование (МКЗ) выполнено только в восьми поисково-разведочных скважинах и в эксплуатационной скв. № 336.

Боковой каротаж (БК) был записан практически во всех скважинах (кроме скважин №№ 86 и 87) в интервале проведения БКЗ. Микробоковой каротаж (МБК) проводился в семи скважинах №№ 88, 89, 90, 91, 92, 93 и 336.

Индукционный каротаж (ИК) проводился во всех скважинах, кроме скв. № 87 и № 88. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) проводилось только в скв. № 345.

Радиоактивный каротаж (НГК или НКт в двухзондовой модификации) и ГК проводился во всех скважинах месторождения, кроме скв. № 2В, а ГГКп (только в скв. №№ 89,90 и 343) в открытом стволе, по скв. №№ 88,337 и 338 есть замеры РК в масштабе 1:500 по всему стволу скважины.

Акустический каротаж был проведён в восьми скважинах месторождения (№№ 88, 89, 90, 91, 92, 93,336,343).

Кавернометрия (КВ) проводилась во всех поисково-разведочных скважинах и в скв. № 336.

Инклинометрия проводилась по стволу всех пробуренных скважин. Точечные замеры в скважинах осуществлялись через 10-25 м.

Резистивиметрия (РВ) с целью определения УЭС промывочной жидкости в стволе проводилась во всех скважинах (кроме скв. №№ 86 и 87).

Для определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой в обсаженных скважинах проводилась акустическая цементометрия (АКЦ). С целью определения высоты подъема цемента за колонной проводилась термометрия.

Все геофизические исследования проводились российскими серийными скважинными приборами и наземной аппаратурой. К недостаткам ГИС, выполненных на Пуглалымском месторождении, следует отнести отсутствие

или недостаточный объем исследований новыми методами (АК, ГГКп, ВИКИЗ), отсутствие микрометодов в эксплуатационных скважинах и отсутствие работ по контролю за качеством испытаний методами ГИС [23].

### **2.3.3 Промыслово-геофизические исследования скважин**

Промыслово-геофизические исследования действующих эксплуатационных скважин являются основным источником информации для изучения, контроля и оптимизации процессов разработки нефтегазовых месторождений.

На основе данных ПГИС формируются динамические модели залежей нефти и газа, изучается процесс отбора углеводородного сырья по отдельным участкам залежей, контролируется продвижение газожидкостных контактов, интервалов обводнения скважин, их техническое состояние.

При контроле над разработкой Пуглалымского месторождения промыслово-геофизические методы применяются, в основном, для решения следующих задач:

определения профиля приемистости пласта;

определения технического состояния скважин.

В процессе организации контроля над разработкой с 2005 г. выполнено: четыре исследования по определению профиля приемистости в скважинах № 89, 340, 344, 348 в 2011 г. и шесть (№№ 88, 317, 320, 326, 329, 348) в 2013г. В процессе исследований признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны скважин не отмечены (рис.2.2).[2]

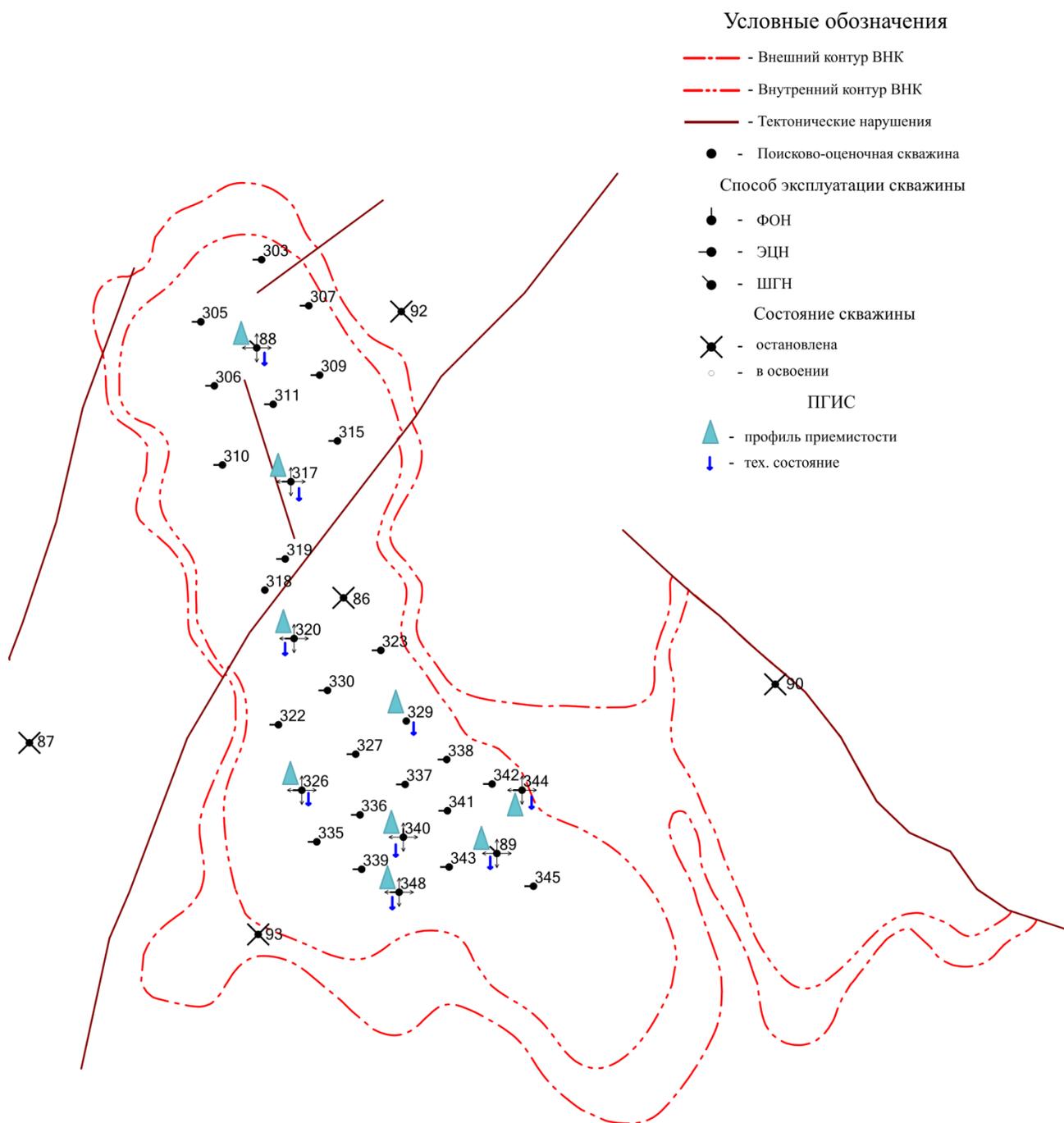


Рисунок 2.2– Объект Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. Карта охвата ПГИС

### 2.3.4 Гидродинамические исследования скважин

**Скважина № 86.** При опробовании пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в интервале 2446–2454 м (а.о. –2352.6 –2360.6 м) получен приток нефти дебитом 8.2 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 3 мм.

Исследования на неустановившемся режиме фильтрации проводились после второго вызова притока. Исследования на установившихся режимах

проводились после третьего вызова притока при фонтанировании скважины через штуцер диаметром 1, 2 и 3 мм. Замеры пластового и забойного давлений производились глубинными манометрами МГП-400 № 7893 и МГГ-200 № 4515 на глубине 2450 м.

Пластовое давление на глубине замера – 24.2 МПа, в затрубном пространстве – 2.49 МПа.

Индикаторная диаграмма (ИД) представляет собой прямолинейную зависимость дебита скважины от создаваемой на пласт депрессии. Коэффициент продуктивности, определенный по ИД, составляет  $1.5 \text{ м}^3/\text{МПа}\cdot\text{сут}$ , гидропроводность –  $0.031 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}/\text{МПа}\cdot\text{с}$ , проницаемость –  $22.5\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Пластовое давление по результатам обработки кривой восстановления давления (КВД) составляет 24.2 МПа. По КВД определены также: гидропроводность –  $0.031 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}/\text{МПа}\cdot\text{с}$ , проницаемость –  $22.0\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

В скважине был также определен коэффициент призабойного дефекта (отношение проницаемости удаленной части пласта к проницаемости призабойной зоны), он составил 0.98. Таким образом, можно сделать вывод о том, что призабойная зона пласта была не загрязнена.

**Скважина № 87.** Проведено опробование КИИ-2-146 ГрозупНИИ в открытом стволе горизонта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в интервале 2482-2534 м. Получен приток пластовой воды дебитом  $3.6 \text{ м}^3$  за 15 минут при депрессии 12.5 МПа.

**Скважина № 88.** При опробовании пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в колонне в интервале 2450-2457 м (а.о.2351.2-2358.2 м) получен приток нефти дебитом  $4.8 \text{ м}^3/\text{сут}$  на штуцере 2 мм. [2]

Гидродинамические исследования скважины № 88 производились на установившихся (на штуцерах диаметром 2, 3.2, 4.3 мм) и неуставившихся режимах фильтрации (рис.2.3).

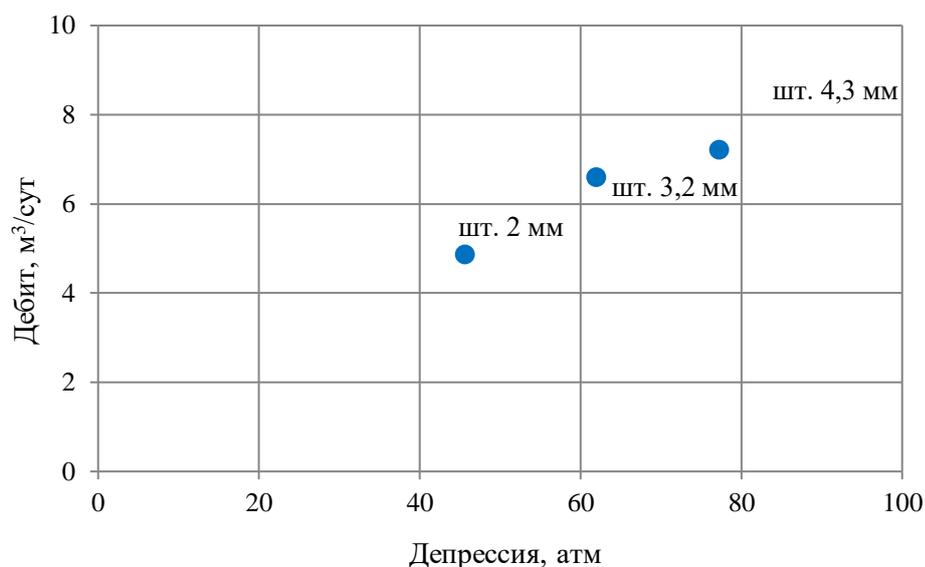


Рисунок 2.3 –Индикаторная диаграмма скважины № 88

Гидродинамические исследования на Пуглалымском месторождении проводились при опробовании поисково-разведочных скважин Западной нефтеразведочной экспедицией Томского Территориального Геологического Управления.

При оценке гидродинамических параметров проведены следующие исследования:

- индикаторные исследования (ИК)
- запись кривых восстановления давления (КВД)

В сводном виде результаты исследований с определением средних значений параметров, характеризующих пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, приведены в (табл. 2.5)

Таблица 2.5 – Результаты гидродинамических исследований скважин Пуглалымского месторождения

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м <u>глубина</u> абс. отметка	Толщина пласта, м	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	P <sub>пл</sub> /P <sub>з</sub> аб, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа	Удельный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа·м	Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ·м/ мПа·с	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Вид исследования
86	05.01.1972	2446.0- 2454.0	3,5	8,2	24.2/ 18.8			0,031	22,0	КВД
		2352.6- 2360.6				1,5	0,43	0,031	22,5	ИД
88	07.01.1986- 08.02.1986	2450.0- 2457.0	3,9	4,8	25.4/ 20.8	1,0	0,26	0,021	2,1	ИД
		2351.2- 2358.2						0,017	1,7	КВД
89	08.09.1989- 18.10.1989	2442.0- 2451.0	3,5	6,2	24.7/ 17.3	0,84	0,24	0,011	1,8	ИД
		2352.4- 2361.4						0,010	1,6	КВД

Продолжение таблицы 2.5

90	01.08.1990- 24.08.1990	2448.0- 2461.0 2358.1- 2371.1	2,4	1,7	25.0/ 13.8	0,15	0,06			КВД
91	02.12.1991- 29.12.1991	2512.0- 2528.0 2390.3- 2406.3	2,6		/19.6	0,20	0,08			КВД
92	24.08.1991	2475.0- 2490.0 2379.4- 2394.4	4,6	плёнка нефти		0,87	0,19	0,010	1,5	КВД
93	02.12.1991- 25.02.1992	2369.0- 2379.0 2464.0- 2474.0	3,1	5-10 % нефти	/20.2	0,55	02.12.1991- 25.02.1992	2464.0- 2474.0	3,1	5-10 % нефти
<b>Средние значения</b>							<b>0,83</b>	<b>0,017</b>	<b>7,6</b>	

## **2.4. Свойства и состав нефти, газа и воды**

### **2.4.1. Свойства и состав нефти**

На данном этапе разработки месторождения изучены глубинные пробы из скв. № 88, расположенной в северной части структуры, и из скв. № 89 и № 341, расположенных на юге структуры. Все глубинные пробы углеводородов отобраны до ввода месторождения в разработку.

Отобранные глубинные пробы проходили весь комплекс исследований, применяемый при контактном и дифференциальном разгазировании, необходимый для установления физико-химических характеристик нефти, растворенного газа и определения их компонентного состава.

Плотность нефти в стандартных условиях изменяется от 0.821 до 0.845 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0.830 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при 20°C изменяется от 0.58 до 7.8 мкм<sup>2</sup>/с, в среднем - 4.42 мкм<sup>2</sup>/с. Температура начала кипения изменяется от 30 до 98°C, в среднем 54.8°C. Лёгких (бензиновых) фракций, выкипающих при температуре до 200°C, содержится в нефти 24.0-35.5 % (при среднем значении 32.3 %), а выход светлых фракций до 300°C – 50.0-59.5% (при среднем значении 57.3 %). Нефть содержит 3.82-7.18 % масс. силикагелевых смол (при среднем значении 5.26 %), 0.18-1.72 % масс. асфальтенов (при среднем значении 0.57 %), 0.95-14.2 % масс. парафина (наиболее характерные значения 1.71-7.80 %, для этого интервала изменения параметра среднее значение составляет 4.3 %), 0.41-0.62 % масс. серы (среднее значение 0.48 %). Температура застывания нефти изменяется от (-46) до (-5)°C, а температура плавления парафина составляет (+86)°C.

Исходя из результатов определения физико-химических свойств и компонентного состава нефти по результатам исследования поверхностных проб, согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 1 (легкая), по массовой доле серы – к классу 1 (малосернистая).

Нефть маловязкая, парафинистая, малосмолистая, малоасфальтеновая, по массовому содержанию воды, концентрации хлористых солей и массовой доле механических примесей – к группе 1. Условное обозначение нефти продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>Пуглалымского месторождения - «Нефть 1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002». По массовому выходу светлых фракций, выкипающих до 300°C, нефть относится к нефтям с высоким содержанием бензиново-керосиновых фракций.

По данным анализов глубинных проб давление насыщения нефти газом изменяется от 5.8 до 7.7 МПа (в среднем 6.6 МПа) при среднем пластовом давлении 24.6 МПа (изменяется от 23.3 до 25.15 МПа) и средней пластовой температуре +84.3°C (изменяется от +79 до +86°C).

При изучении результатов однократного разгазирования представительных проб пластовой нефти, отобранных из скв. №№ 88, 89 и 341, получены следующие характеристики: плотность пластовой нефти - 0.753 г/см<sup>3</sup>, сепарированной – 0.827 г/см<sup>3</sup>, объемный коэффициент – 1.168, газосодержание – 54.3 м<sup>3</sup>/т (44.9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Динамическая вязкость пластовой нефти равна 0.915 мПа\*с, разгазированной - 3.315 мПа\*с. Коэффициент сжимаемости изменяется от 12.40 до 13.40 1/МПа\*10<sup>-4</sup>, составляя в среднем 12.78 (1/МПа)\*10<sup>-4</sup>. Усадка изменяется от 15 до 16.8 %, в среднем 15.7 %. Средний коэффициент растворимости газа в нефти изменяется от 6.4 до 6.7 (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>)/МПа.

Компонентный состав пластовой нефти, определенный при ступенчатой сепарации проб из скв. №№ 88,89 и 341, следующий (% мольные): метан – 15.54 - 21.03 (в среднем – 18.83), этан - 1.60 - 2.09 (в среднем – 1.87), пропан - 4.17 - 4.98 (в среднем – 4.52), бутан – 4.76 - 6.16 (в среднем – 5.47), пентан+высшие – 64.11 - 71.54 (в среднем – 66.68). Из углеводородных соединений определены азот (0.50-0.64 % мол.) и углекислый газ (0-0.34 % мол.), ( табл. 2.6). [2]

Таблица 2.6 – Свойства пластовой нефти продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	23.3-25.19	24.6
Пластовая температура, °С	79.0-86.0	84.25
Давление насыщения, МПа	5.8-7.8	6.63
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	35.1-58.2	45.45
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т		
P <sub>1</sub> =(5.0-6.0) МПа; t <sub>1</sub> =(65.0-75.0) <sup>0</sup> С	3.6-10.5	7.20
P <sub>2</sub> =(3.0-4.0) МПа; t <sub>2</sub> =(48.0-50.0) <sup>0</sup> С	13.8-21.5	19.50
P <sub>3</sub> =2.0 МПа; t <sub>3</sub> =(30.0-35.0) <sup>0</sup> С	19.4-36.9	30.3
P <sub>4</sub> = 1.0 МПа; t <sub>4</sub> =(20.0-25.0) <sup>0</sup> С	25.4-44.7	37.40
P <sub>5</sub> =0.5 МПа; t <sub>5</sub> =(15.0-20.0) <sup>0</sup> С	28.9-49.4	41.50
P <sub>6</sub> =0.28-0.30 МПа; t <sub>6</sub> =(10.0-20.0) <sup>0</sup> С	30.6-52.1	43.60
P <sub>7</sub> =0.1-0.105 МПа; t <sub>7</sub> =(10.0-20.0) <sup>0</sup> С	36.5-57.4	49.100
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	745.0-828.0	763.0
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0.90-1.62	1.08
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	1.20-29.03.5	13.72
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20 <sup>0</sup> С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1.111-1.222	1.176
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.737-1.103	0.947
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20 <sup>0</sup> С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	825.0-829.0	827.00
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	817.0-836.0	825.00

По результатам дифференциального разгазирования проб пластовой нефти, отобранных из скв. №№ 88, 89 и 341, были получены следующие значения параметров: плотность пластовой нефти изменяется от 0.745 до 0.787 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0.763 г/см<sup>3</sup>; плотность сепарированной нефти изменяется от 0.817 до 0.836 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0.825 г/см<sup>3</sup>; объемный коэффициент изменяется от 1.119 до 1.164, в среднем - 1.146; а газосодержание составляет в среднем 45.5 м<sup>3</sup>/т, изменяясь от 35.1 до 57.40 м<sup>3</sup>/т. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти представлена в ( табл. 2.7)

Таблица 2.7 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	7	12	821.0-845.0	830.0
Вязкость динамическая, мПа*с				
при 20 <sup>0</sup> С	8	14	0.58-7.8	4.42
при 50 <sup>0</sup> С	6	10	0,48-3,63	2.52
Молярная масса, г/моль	8	13	91.0-342.0	212.03
Температура застывания нефти, <sup>0</sup> С	6	8	(-46)-(-5)	-22.63
Массовое содержание, %				
серы	5	8	0.41-0.62	0.48
смола силикагелевых	7	12	3.82-7.18	5.23
асфальтенов	7	12	0.0-1.72	0.58

Продолжение таблицы 2.7

парафинов	7	12	0.95-14.20	4.63
воды	4	5	0-3.30	1.825
механических примесей	2	3	0.003-0.013	0.008
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий	нет данных			
никель	нет данных			
Температура плавления парафина, °С	4	5	49.0-50.0	49.60
Температура начала кипения нефти, °С	6	9	30.0-61.0	54.78
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100°С	6	6	6.0-9.0	7.17
до 150°С	6	8	8.0-98.0	27.56
до 200°С	9	13	24.0-35.5	32.35
до 250°С	5	6	35.0-45.5	41.42
до 270°С	3	3	40.0-51.0	44.67
до 300°С	9	13	50.0-59.5	57.27
до 350°С	6	6	42.0-71.0	58,33
Шифр технологической классификации	«Нефть 1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002»			

#### 2.4.2 Свойства и состав пластовых вод

Пробы пластовой воды отбирались в процессе опробования скважин на устье, при подъеме труб после испытания, глубинными пробоотборниками ВПП-300 и ПД-3. Изучение проб проводилось в специализированных лабораториях Томского политехнического института.

Физико-химические свойства подземных вод Пуглалымского месторождения были изучены по 14 пробам, из них пять кондиционных.

Критерием кондиционности отобранных проб являлись:

- заниженные значения минерализации, что связано с некачественной отработкой скважины перед отбором проб;
- повышенные содержания сульфат-иона, которые свидетельствуют о разбавлении пластовой воды фильтратом бурового раствора.

Воды продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>Пуглалымского месторождения хлоркальциевого типа, соленые. Минерализация их по данным анализов из скв. №№ 87, 93, отобранных до начала разработки, изменяется в пределах 38.6-42.4 г/дм<sup>3</sup> (таблица 2.8).

Сведения о физических свойствах, химическом составе и минерализации пластовых вод, полученные на основании обобщения результатов лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб, отобранных из скважин Пуглалымского месторождения до начала разработки приводятся в (табл. 2.8). [2]

Таблица 2.8 – Свойства и химический состав пластовых вод. Пуглалымское месторождение

Параметр	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	
	Диапазон изменения	Среднее значение
1 Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	-
2 Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	-	1,024
- в условиях пласта	-	-

Продолжение таблицы 2.8

3	Вязкость в условиях пласта, мПа*с	-	-
4	Коэффициент сжимаемости, $10^{-4}$ МПа <sup>-1</sup>	-	-
5	Объемный коэффициент, единиц	-	-
6	Химический состав вод, мг/дм <sup>3</sup> :		
	- Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	13821.6- 15214.7	14518.2
	- Ca <sup>+2</sup>	1298.5-1302.6	1300.6
	- Mg <sup>+2</sup>	-	160.5
	- Cl <sup>-</sup>	22848.6- 25635.4	24242
	- HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	756.4-1019.0	887.7
	- CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-	258.0
	- SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	3.3-20.0	11.7
	- NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	-	140.0
	- Br <sup>-</sup>	-	88.1
	- J <sup>-</sup>	-	4.6
	- B <sup>+3</sup>	-	-
	- Li <sup>+</sup>	-	-
	- Sr <sup>+2</sup>	-	-
	- Rb <sup>+</sup>	-	-
	- Cs <sup>+</sup>	-	-
7	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	38.6-42.4	40.5
8	Водородный показатель, pH	6.3-12.0	9.2
9	Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлоркальциевый	
10	Количество исследованных проб (скважин)	2 (2)	

### 2.4.3 Сведения о запасах углеводородов

На Государственном балансе на 01.01.2013 г. по Пуглалымскому месторождению начальные геологические запасы нефти числятся в количестве 8 633 тыс.т геологических (по категориям В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>), 3 711 тыс.т извлекаемых. Из них по категории В геологических – 1 015 тыс.т, извлекаемых - 436 тыс.т, по категории С<sub>1</sub> геологических – 6 497 тыс.т, извлекаемых – 2 793 тыс.т, по категории С<sub>2</sub> геологических – 1 121 тыс.т, извлекаемых – 482 тыс.т.

Суммарная величина начальных геологических запасов растворенного газа (по категориям В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) составляет 168млн. м<sup>3</sup>, из них по категории В+С<sub>1</sub> – 146 млн. м<sup>3</sup>, по категории С<sub>2</sub> - 22 млн.м<sup>3</sup>[2].

За время, прошедшее после начала разработки месторождения, накопленная добыча растворенного газа составила 13 млн.м<sup>3</sup>.

Принятые подсчетные параметры и результаты подсчета геологических запасов нефти по продуктивному пласту Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> приведены в (табл. 2.9)

Таблица 2.9 – Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа

Пласт, залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, 10 <sup>3</sup> м <sup>2</sup>	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>	Коэффициенты			Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Начальные геологические запасы нефти, 10 <sup>3</sup> т	Газовый фактор нефти, м <sup>3</sup> /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup>
						Открытой пористости, единиц	Нефтенасыщенности, единиц	Пересчетный, единиц				
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	В	ЧНЗ	3228	4,1	13100	0.17	0.62	0.873	0.825	994	45.5	45
		ВНЗ	88	3,3	293	0.17	0.58	0.873	0.825	21	45.5	1
		ЧНЗ+ВНЗ	3316	4,0	13393		0.62			1015		46
	С <sub>1</sub>	ЧНЗ	20154	3,8	75700	0.17	0.66	0.873	0.825	6117	45.5	278
		ВНЗ	3349	1,6	5347	0.17	0.58	0.873	0.825	380	45.5	17
		ЧНЗ+ВНЗ	23503	3,4	81047		0.65			6497		295
	С <sub>2</sub>	ЧНЗ	3895	2,6	10091	0.17	0.66	0.873	0.825	815	45.5	37
		ВНЗ	2842	1,5	4308	0.17	0.58	0.873	0.825	306	45.5	14
		ЧНЗ+ВНЗ	6737	2,1	14399		0.64			1121		51
	В+С <sub>1</sub>	ЧНЗ	23382	3,8	88800	0.17	0.63	0.873	0.825	7111	45.5	323
		ВНЗ	3437	1,6	5640	0.17	0.58	0.873	0.825	401	45.5	18
		ЧНЗ+ВНЗ	26819	3,5	94440		0.63			7512		341
	В+С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	ЧНЗ	27277	3,6	98891	0.17	0.63	0.873	0.825	7926	45.5	360
		ВНЗ	6279	1,6	9948	0.17	0.58	0.873	0.825	707	45.5	32
		ЧНЗ+ВНЗ	33556	3,2	108839		0.63			8633		392

### **3 Осложненный фонд добывающих скважин**

#### **3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбе с ними**

##### **3.1.1 Виды осложнений**

Основными осложнениями при эксплуатации скважин Пуглалымского месторождения, как и на большинстве месторождений Западной Сибири, являются асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО), отложения солей, коррозия от воздействия минерализованной пластовой воды.

При давлениях на приеме погружных насосов ниже минимального допустимого возможен срыв подачи, перегрев ЭЦН, порывы на выкидных линиях и тд. При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

По товарной характеристике нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, смолистая (до 7,18 %), парафиновая (до 14 %), содержит серу до 0,48 %. Пластовая вода является минерализованной и содержит коррозионноактивные ионы растворимых солей. Эти факторы являются причинами осложнений, таких как: АСПО, солеотложения, коррозия оборудования. [2]

#### **3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО**

Процесс АСПО носит адсорбционный характер. Отложения асфальтосмолопарафинов происходят на НКТ, в клапанных узлах.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Наиболее интенсивен процесс парафиноотложения в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции, высокой температурой насыщения нефти парафином при значительном содержании в нефти парафина и асфальто-смолистых веществ с высокой температурой плавления

(церезинов, тяжелых смол). В таблице 3.1 представлены основные рекомендуемые методы предупреждения видов осложнения и борьбы с ними.

В настоящее время широко применяются от выпадения и удаления АСПО различные методы – механические, химические, тепловые и др. [3]

### **Механический способ**

Методом очистки внутренней поверхности НКТ от парафинов является механический, выполняемый спуском и подъемом скребков с помощью ручных лебедок. Рекомендуются к применению применения скребки: «Кыргач-5», «Кыргач-6».

Наиболее распространенным способом очистки подъемных труб от парафина является механическая очистка труб специальными скребками, выполняемая в процессе эксплуатации скважин без ее остановки. Этот способ заключается в соскабливании скребками со стенок труб отложений парафина. Применяют скребки различных конструкций. В фонтанных и компрессорных скважинах движение скребков вниз осуществляется под действием силы тяжести самих скребков и специально применяемых грузов, а вверх скребки поднимают на стальном тросе (проволоке) при помощи лебедки.

Схема оборудования скважины для очистки подъемных труб скребками, спускаемыми на тросе, следующая: на устьевой арматуре над буферной задвижкой фонтанной или компрессорной скважины устанавливают лубрикатор с сальником, над лубрикатором укрепляется ролик. Возле скважины устанавливают ручную лебедку (Сулейманова) или механизированную лебедку для спуска и подъема в трубах на проволоке скребков с грузом. Проволока для спуска скребков должна быть диаметром 1,8 – 2,0 мм с пределом прочности 150 – 160 кг/мм<sup>2</sup> (марки В по ГОСТ 3241-46). Лубрикатор служит для удержания приготовленных для спуска скребков и груза. Последний представляет собой болванку, вес которой зависит от диаметра труб и дебита скважины (от 10 до 20 кг), и служит для обеспечения быстрого и плавного движения скребков вниз и предупреждения их подбрасывания потоком жидкости при перемещении скребков вверх и вниз.

Сальник в верхней части лубрикатора служит для создания герметичности отверстия, через которое проходит проволока. Скребки, спускаемые в скважину на проволоке, могут иметь постоянное и переменное сечение. Скребки, соскабливают парафин заостренными кромками корпуса при движении вниз и вверх. Наружный диаметр этих скребков на 1,5 – 2 мм меньше диаметра подъемных труб. Конструкция скребка обеспечивает свободный проход восходящего потока жидкости, предупреждает подбрасывание его потоком. Постоянство диаметра скребков является недостатком. Такой скребок спускать в скважину необходимо не позднее, чем на трубах успеет отложиться слой парафина толщиной 0,5 – 0,7 мм. Спускают скребки обычно через каждые трое суток, согласно графику скребкования на данном объекте. Малейшее промедление при очередном спуске скребков приводит к остановке скребка в каком-либо месте фонтанных труб. Это обычно устраняют рассаживанием, но возможен обрыв груза.

Очистку труб от парафина скребками выполняют следующим образом. Установив в лубрикаторе приготовленные для спуска скребки с грузом, оператор, не останавливая эксплуатации скважины, открывает буферную задвижку и при помощи лебедки спускает скребки на необходимую глубину. Диаметр груза должен быть минимальным, чтобы струя жидкости свободно проходила мимо него. Скребки спускают на глубину, где начинается отложение парафина, и затем поднимают вверх. При движении вверх и вниз скребки соскабливают парафин с поверхности труб, и последний восходящим потоком жидкости выносится на поверхность. Продолжительность операции обычно составляет 3 – 5 суток. В случае нарушения этого срока, что часто случается по организационным и техническим причинам, в НКТ образуется «пробка» из парафинов и гидратов. Данные по применению технологий очистки и предотвращения АСПО указаны в (табл. 3.1). [4]

### 3.2.1 Применение покрытий

Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5 – 8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Защитные материалы выбирают в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии парафина к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Пригодными являются материалы, адгезия которых к парафину при 20°C составляет 30 – 50 кПа и менее. При высоких дебитах скважин могут оказаться пригодными материалы и с большей адгезией к парафину. При низких дебитах скважин срывающее усилие потока для сдвига парафина относительно поверхности может оказаться недостаточным, и защитные покрытия могут оказаться неэффективными. Известно несколько защитных материалов. [4]

*Бакелитовый лак* относится к материалам полярной группы. Обладает низкой адгезией к парафину. Слабо сцепляется с поверхностью металла, хрупок.

*Эпоксидные смолы* являются слабо полярными материалами, обладают высокой адгезией к металлу и менее низкой сопротивляемостью парафинизации. Для получения прочных пленок в эпоксидные смолы добавляют отвердители. Широко применяются смолы марок Э-40, Э-41, Э-44, Э-47, ЭД-5, ЭД-6.

*Бакелито-эпоксидные композиции* представляют собой смесь этих веществ в соотношении 1:1 или 3:7. Затвердевание компонентов происходит за счет бакелитового лака, что исключает необходимость применения токсичных отвердителей.

*Стекло* из известных материалов имеет наименьшую сцепляемость с парафином и пригодно для использования в любых встречающихся на практике средах. Это полярный материал, поверхность которого сформирована группами ОН и хорошо смачивается водой. Для футеровки труб применяют стекла марок С – 89 (температура размягчения  $t_p$  – 590°C), нейтральное НС ( $t_p$  – 700°C) и АВ=1 ( $t_p$  – 650°C). Наиболее эффективны легкоплавкие стекла марки С-89, имеющие температурный коэффициент линейного расширения, близкий к коэффициенту расширения металла.

*Стеклоэмали*, как и стекло, являются полярными материалами, обладают высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью с парафинами (за исключением случаев, когда поверхность эмалевого покрытия пориста). Получают их сплавлением смеси (шихты) из песка, полевого шпата, буры, соды и добавок других веществ.

Таблица 3.1 – Мероприятия по предотвращению АСПО

№ пп	Необходимые мероприятия	Объем	Периодичность
<b>1.</b>	<b>Методы борьбы с АСПО:</b>		
1.2	<input type="checkbox"/> механическая очистка с применением оборудования: <input checked="" type="checkbox"/> скребок «Кыргач-5», «Кыргач-6» «Татнипинефть»); <input checked="" type="checkbox"/> лебедка Сулейманова для ЭЦН и ФОН («Черногорнефть»); <input checked="" type="checkbox"/> полуавтоматическая установка ПАДУ-3 для ЭЦН, ФОН и КГ («Прецезион»); <input checked="" type="checkbox"/> станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика»).	во всех скважинах	в соответствии с действующими инструкциями и регламентами
1.3	<input type="checkbox"/> профилактические мероприятия: использование:  НКТ с покрытием - стекло, эмаль, лакокрасочное;  («ПТП Томск сервис»);(MagerpackMP14)	во всех скважинах	постоянно

### **3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями**

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью.

Для предупреждения отложения солей на Пуглалымском месторождении применяют технологические и химические методы.

К технологическим методам относятся:

- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб, оборудования с полимерными покрытиями;
- промывка забоя.

#### **Химические методы**

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов осуществляется лабораторными исследованиями для условий месторождения. Для данного месторождения был подобран ингибитор солеотложений «DESCUM-2» марки М-3111-В.

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется по способу:

- непрерывной дозировки ингибитора с помощью дозирующего насоса (УД) в затрубное пространство скважины;
- периодической закачки ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью ЦА-320;

- закачки ингибитора солеотложения при очередном ремонте с глушением скважин.

Для ингибиторов солеотложений типа ПАФ разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявляемым требованиям к ингибиторам. [5]

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос большого количества реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на все расчетное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твердой товарной форме.

Для применения ингибитора в твердой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ. Для данного месторождения используются ПСК «Трил-СВ» [6]

В результате эксплуатации ПСК в скв. 315 Пуглалымского месторождения (запуск 25.07.2014г.) наработка увеличилась на 656 сут. Средняя наработка на отказ по предыдущим 3 отказам составляла 119 суток, при демонтажах фиксировались отложения солей по корпусу УЭЦН. После спуска УЭЦН с ПСК, оборудование отработало 775 суток. По результатам демонтажа, солевые отложения на корпусе ЭЦН не выявлены. Отказавший узел – кабельная линия (R-0).

В результате применения ПСК в скв. 318 Пуглалымского месторождения (запуск 16.10.2016г.) наработка была увеличена на 87 сут. Средняя наработка на отказ по предыдущим 3 отказам составляла 273 суток, на демонтажах фиксировались солеотложения по телу установки. После спуска оборудования с ПСК, УЭЦН отработал 360 суток. По результатам демонтажа вращение секций свободное. Отказ произошел по причине коррозии НКТ (нет подачи).

Выводы по применению погружных скважинных контейнеров ПСК:

Использование ПСК «Трил-СВ» увеличивает время безотказной работы УЭЦН. Достигнут положительный эффект по увеличению наработки в 2,3 раза, применение ПСК способствует защите погружного оборудования от солеотложения. [6]

Мероприятия по предотвращению солеотложения при эксплуатации скважин описаны в таблицы 3.2

Таблица 3.2 – Мероприятия по предотвращению солеотложения при эксплуатации скважин

№ пп	Необходимые мероприятия	Объем	Периодичность
<b>1.</b>	<b>Методы борьбы с солеотложением :</b>		
1.1	<ul style="list-style-type: none"><li>➤ Закачка ингибитора Descum 2 с помощью ЦА-320.</li><li>➤ Закачка Ингибитора Descum-2 с помощью «УД»</li><li>➤ Использование ПСК «Трил-СВ» в составе УЭЦН</li></ul>	во всех скважинах	в соответствии с действующими инструкциями и регламентами

### 3.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Известные способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 3 группы:

- технологические
- профилактические;
- физические;
- химические.

## **Профилактические**

В добывающих скважинах рекомендуется использование насосов в коррозионностойком исполнении, применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.).

Для строительства и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубы с внутренним и наружным защитным покрытием, что обеспечит срок безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет . Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере. [7]

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей.

Основными методами борьбы с коррозией в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

## **Химические**

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

ХПК-001, ХПК-002, СОНКОР-9022, имеющих температуру застывания –40–60°С. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95%, при дозировке реагента 25 г/м<sup>3</sup>.

Применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии ХПК-001, ХПК-002, СОНКОР-9022. Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ООО «ВТК» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год.

Ингибитор коррозии СОНКОР-9022М предназначен для ингибирования, главным образом внутрискважинного оборудования и трубопроводов путем закачки в затрубное пространство, а также систем нефтесбора. Обладает улучшенной адгезионной способностью и может применяться для периодических закачек в добывающие скважины и трубопроводы. [8]

### **Подготовка и закачка реагента в скважину при помощи ЦА-320**

- 1) Согласно графику обработки ингибитором СОНКОР-9022 необходимо наполнить замерную емкость ЦА-320 водой (сеноман) в необходимом объеме из расчета закачки на один куст, затем используя переносную расходную емкость (ведро, канистра) которая имеет тарировку, налить необходимый объем ингибитора в замерную емкость ЦА-320.
- 2) Перемешать получившийся раствор при помощи ЦА-320 «на себя» в течение 5 – 10 минут.
- 3) Накрутить на полевой затруб штуцер с диаметром 3мм.
- 4) Подбить ЦА-320 при помощи шланга высокого давления и БРС к накрученному штуцеру на затрубе обрабатываемой скважины.
- 5) Опрессовать линию нагнетания давлением 20 атм. с выдержкой в течение 1 минуты, убедившись в отсутствии утечек по линии нагнетания, производить дальнейшие работы.

- 6) Закрыть внутреннюю затрубную задвижку.
- 7) Открыть внешнюю затрубную задвижку.
- 8) Исходя из графика обработок: произвести закачку необходимого объема раствора ингибитора используя 2ую передачу ЦА-320 контролируя объем закачиваемого раствора по замерной емкости.
- 9) После прокачки необходимого объема раствора закрыть внешнюю затрубную задвижку. Открыть внутреннюю затрубную задвижку через 20 минут после обработки.
- 10) Сравить остаточное давление в нагнетательной линии путем постепенного открытия шарового крана на ЦА-320 идущего к замерной емкости.
- 11) При перерыве более 20ти суток с момента последней обработки скважины, а так же при частичной смене подвески во время ТКРС необходимо производить обработки ингибитором в 2-ух кратном объеме от объема обработок по графику.

### 3.4.1 Данные отказов УЭЦН за 2017 год

За 2017 год по причинам осложнения было выявлено 30 отказов установок электро-центробежного насоса (УЭЦН), (рис.3.1). [9]

Причины:

1) Коррозия спускаемого внутрискважинного оборудования .

- не герметичность лифта насосно компрессорных труб (НКТ)

-коррозия кабеля УЭЦН

-коррозия УЭЦН

2) Солеотложения спускаемого внутрискважинного оборудования.

- Солеотложения приемного модуля УЭЦН

- Солеотложения по телу УЭЦН

- Солеотложения в внутренней части УЭЦН

3) Механические примеси

- Примеси в внутренней части УЭЦН

4) Прочее

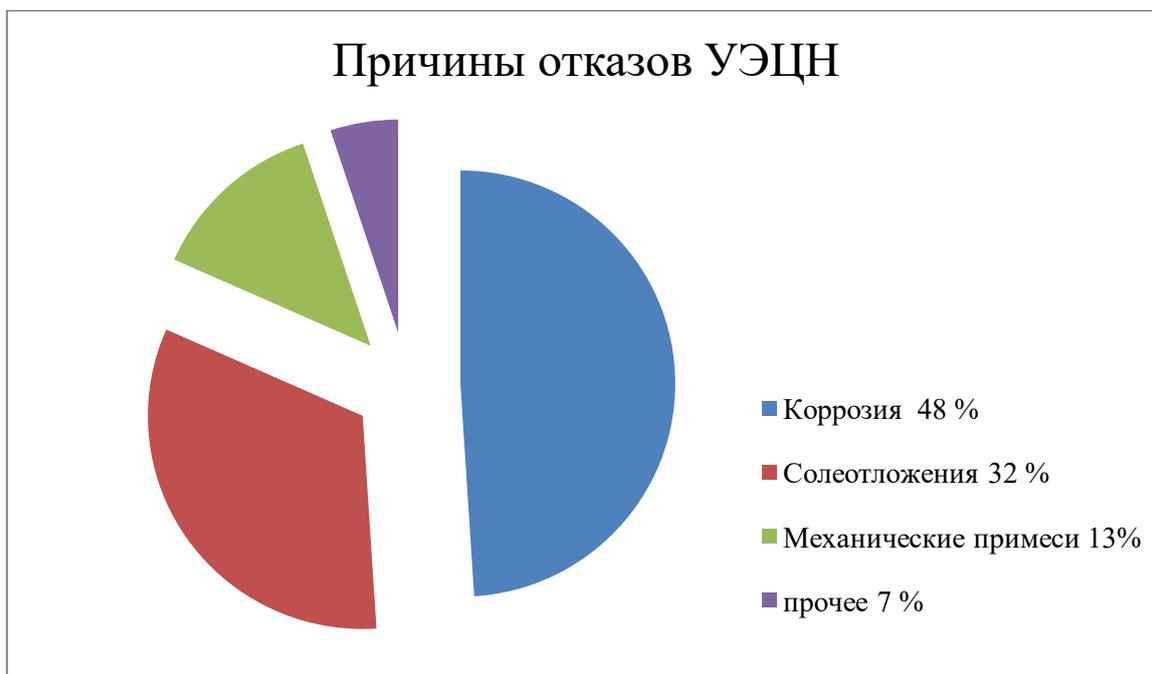


Рисунок 3.1 – Причины отказов УЭЦН за 2017 г.

#### **4. Социальная ответственность**

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении. Следует, что все работы по предотвращению осложнений производиться на кустовых площадках, а именно непосредственно у устья добывающих скважин. При нарушении инструкций охраны труда, правил, норм техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражения открытых участков тела химическими ожогами, поражения дыхательных путей, концентрация вредных веществ.

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

## **4.1 Производственная безопасность**

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами:

- 1) Вредные: Повышенный уровень шума, отклонения показателей климата на открытом воздухе, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.
- 2) Опасные: Движущиеся машины и механизмы, опасность механических повреждений, опасность химических ожогов.

## **4.2 Анализ вредных факторов при борьбе с осложнениями фонда нефтедобывающих скважин на Пуглалымском месторождении**

К вредным производственным факторам относят факторы, отрицательно-влияющие на работоспособность и приводящие к различным профессиональным заболеваниям.

### **4.2.1 Повышенный шум**

Шумами являются производственные процессы, связанные с использованием промышленной техники, используемых при закачке ингибиторов (агрегат ЦА-320, передвижная паровая установка (ППУ), автокран). Шум отрицательно влияет на сотрудника, негативно сказывается на слуховой аппаратуре и нервной системе. Громкость ниже 80 дБ безопасна для органов слуха.

Длительное воздействие шума более 85 дБ в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению слухового порога и к повышению артериального давления. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в соответствии с ГОСТ № 12.1.029-80:

- 1.Использование средств, снижающих уровень шума. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование.
- 2.Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.
3. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;
- 4.Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- 5.Соблюдение режима труда и отдыха. [10]

#### **4.2.2 Отклонение параметров климата**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет  $+37\text{ C}^0$ , минимальная  $-55\text{ C}^0$ .

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

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха  $-40\text{ C}^0$  и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей. [11]

#### **4.2.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

К основной рабочей зоне оператора относятся, в основном, кустовые площадки, находящиеся на открытой территории. В связи с этим, при исполнении различных работ, вероятен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, находящейся вокруг месторождения. Это могут являться как насекомые – комары, клещи, слепни и т.д., так и крупные животные, такие как змеи, медведи и другие хищники.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные заболевания. Наиболее опасная и распространённая из них – болезнь лайма, передающаяся клещами. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные маски, плотная одежда, спреи от клещей и комаров. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [12].

Крупные животные способны нанести значительный ущерб здоровью. Это могут быть укусы, царапины, прочие механические травмы, а также заболевания, общие для человека и животных. В мерах безопасности необходимо избегать непосредственного контакта с дикими животными. По мере возможности нужно заставить покинуть дикое животное рабочую зону, в случае возникновения угрозы, срочно покинуть рабочее место. Если животное всё же нанесло повреждения работнику, необходимо срочное оказание первой медицинской помощи с дальнейшей госпитализацией. Профилактику распространения общих для человека и животного заболеваний проводят в соответствии с [12].

### **4.3 Анализ опасных факторов при борьбе с осложнениями фонда нефтедобывающих скважин на Пуглалымском месторождении**

#### **4.3.1 Движущиеся машины и механизмы**

При проведении работ по погрузке и разгрузке емкостей с реагентами. Для этой цели применяются автотранспортные средства в базе машин, из-за чего возникает возможность травматизма для работников со стороны перемещающихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное размещение рабочих машин относительно скважин и относительно друг друга регулируется в соответствии с [12].

#### **4.3.2 Опасность механических повреждений**

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного нанести человеку травму вследствие неспровоцированного контакта объекта либо его частей с человеком. Угроза подвергнуться этому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в рабочем процессе и при случайном прохождении человека в границах действия объекта в опасной зоне оборудования.

С целью избежания повреждений следует придерживаться правилам техники безопасности.

Для выполнения работ на высоте следует предусмотреть наличие исправных оградительных средств согласно ГОСТ 12.4.059 и защитных конструкций согласно ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические мероприятия по обеспечиванию безопасности, осуществляемые при проведении работ, используемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ:

1. Оформить наряд–допуск в осуществление работ повышенной опасности;
2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады согласно выполнению работ повышенной опасности, а кроме того согласно правилам

поведения во взрыво и пожароопасной ситуации и иных опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным проектом производства работ, частично опросить штат по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

4. Определить присутствие и отметить знаками расположение абсолютно всех коммуникаций в радиусе выполнения работ;

5. Проверить надежность применяемого оборудования.

### **4.3.3 Опасность химических ожогов**

В соответствии с ГОСТ 12.1.0076 ингибитор солеотложения и ингибитор антикоррозионный относится к 3 классу опасности (умеренно опасные вещества). Величина средне-смертельной дозы составляет 2500 мг\кг. Реагенты оказывает выраженное раздражающее действие на слизистые оболочки. Обладает слабо выраженной способностью к кумуляции. Ингибитор солеотложения и ингибитор антикоррозионный представляют собой композицию из трудно летучей активной основы и растворителя: этиленгликоля, воды и ПАВ. Предельно допустимая концентрация (ПДК) для метанола в воздухе рабочей зоны составляет 5 мг/м<sup>3</sup>.

К работе допускают рабочих, независимо от стажа работ в отрасли, прошедших обучение. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверка знаний и допуска персонала к самостоятельной работе регулируется отраслевыми положениями, разработанными соответствующими центральными органами федеральной власти по согласованию с Госгортехнадзором России, программы обучения по профессиям, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, должны согласовываться с органами Госгортехнадзора.[13]

#### 4.4 Экологическая безопасность

Экологическая ситуация на нашей земле усугубляется из-за стремительного нарастания индустриальной и хозяйственной деятельности человечества. Дальнейшее усугубление экологической ситуации может послужить причиной к глобальной катастрофе. По этой причине у нас в стране, как и во всем мире, проблемы экологии отнесены к важным, приоритетным, требующим безотложного решения. Проблема окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого считается нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, так как литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и по этой причине имеет необходимость в охране, как и вся природа. Так как ведение горных работ любого характера, в этом числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сформировавшихся био и геохимических взаимосвязей, мероприятий, которые обеспечивают устранение ухудшения физических, хим и био характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в наше время и в будущем вследствие разработки месторождений углеводородов. Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды проводится Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору. Мероприятия согласно охране недр и находящейся вокруг природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и индустриальную разработку месторождений углеводородов, в специализированных долгосрочных программах, в договорах на разработку месторождений. Проблемы окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях в многом возлагаются в геологическую службу. Стандартным Положением о

ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление ведомственного контроля над соблюдением определенного режима использования недр, верного ведения работ согласно геологическому исследованию недр, за выполнением условий согласно охране недр и иных правил и норм, характеризующих деятельность геологической службы.

1. Технология предотвращения ингибиторов солеотложения обеспечивает замкнутый цикл использования химреагентов.

2. Оператору ЦДНГ регулярно проверять состояние обваловок вокруг эксплуатационных скважин.

3. Не допускать разливов химпродуктов вокруг скважины загрязнения приустьевой зоны и также вокруг установок дозирования реагентов.

4. Во избежание загрязнения атмосферы парами растворителей их необходимо хранить и транспортировать в герметичных емкостях.

5. В случае разлива, удалить все источники разлива, локализовать разлив. Засыпать загрязненную поверхность песком. Песок, пропитанный реагентом, загрузить в специальные контейнеры.

#### **4.4.1 Защита атмосферы**

На Пуглалымском месторождении по состоянию на начало 2018 года зарегистрировано 25 источников выбросов загрязняющих веществ, из них 6 организованных и 19 неорганизованных. Основные углеводороды, поступающие в атмосферу: метан, этан, пропан, бутан. Предельно-допустимые концентрации для населенных мест составляют: метан-50 мг/м<sup>3</sup>, бутан-200 мг/м<sup>3</sup>, пентан-100 мг/м<sup>3</sup>. Расчетный суммарный годовой сброс составил 2032,71 т/год загрязняющих веществ следующих наименований: CO<sub>2</sub>-1330, 520 т/год, углеводороды-437,467 т/год, NO<sub>2</sub>-52, 213 т/год, сажа-212,138 т/год, соединения свинца, сварочный аэрозоль, соединения марганца

22,33% от валового выброса загрязняющих веществ составляют углеводороды и 65,49% углерода оксид.

По делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и состава выбрасываемых загрязняющих веществ Пуглалымское месторождение относится ко второй категории опасности.

Санитарно-защитная зона для объектов месторождения-300м.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются фланцевые соединения, запорно-регулирующая арматура, нефтесборные сети, напорный нефтепровод. Причинами выбросов служат негерметичность запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений скважины, насосов перекачки, микротрещины стенок трубы, работа двигателя внутреннего сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений сводится к выполнению следующих мероприятий:

Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;

Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;

Защита оборудования от коррозии;

Оснащение предохранительными клапанами аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

Оснащение резервуаров очистных сооружений незамерзающими клапанами;

Ликвидация шламовых амбаров, нефтеловушек, открытых очистных сооружений;

Перевод автомобилей, работающих на бензине на газовое топливо;

Очистка газов, отходящих от котельных агрегатов, от пыли, сажи и сернистого ангидрида и окислов азота. [11]

#### **4.4.2 Защита Гидросферы**

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

Ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов и т.д;

Строительство нефтеловушек вниз по течению от источника загрязнения на р.Погань-Егань;

Строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;

Обеспечение аварийного запаса сорбентов (текстильный горошек, из расчета 0,8т. на 1т. разлившейся нефти).

Использование очищенных и обработанных сточных вод:

в системе ППД;

в системе водоснабжения для мойки автотранспорта.

Укрепление имеющихся обваловок технологических площадок, на которых возможны аварийные сбросы жидких продуктов, с созданием системы для сброса дождевых и смывных вод с этих площадок.

Внедрение системы аварийных отключений оборудования на случай выхода его из строя. [11]

#### **4.4.3 Охрана Литосферы**

Почвы территории месторождения не однородны. Преобладание большей части отрицательных и близких к нулю температур в почве, продолжительный период ее оттаивания, высокая влажность воздуха создают условия для развития подзолистого и болотного типов почвообразования, которые формируют почвы: болотные верховые торфяные на мелких и средних торфах, болотные переходные торфяные на мелких и средних торфах, дерново-подзолистые среднеуглистые.

Охрана почвенного покрова сводится к выполнению следующих мероприятий:

Рациональное размещение оборудования на территории месторождения;

Снижение расхода земли на обустройство скважин и других объектов;

Прокладка дорог к производственным объектам с учетом минимального разрушающего действия на почву;

Обвалование скважин, резервуаров и поддержание их в исправном состоянии;

Обустройство специальных помещений для хранения сыпучих материалов и химических реагентов;

Переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора, а также отходов с установок подготовки нефти в строительные материалы и дорожные покрытия;

Сбор нефти на водной поверхности шламового амбара с помощью сорбентов;

Откачивание плавающей нефти и нефтепродуктов из амбаров и нефтеловушек;

Своевременный ремонт обваловок с учетом механического состава почв, укрепление ее срубленной древесиной;

В местах значительного уклона обязательное сооружение дополнительной обваловки за амбаром;

Проведение физико-химического контроля за загрязнением почвы.

#### **4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это ситуация на определенной местности, сформировавшаяся в следствии аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного либо другого бедствия, которые могут повлечь либо повлекли за собой человеческие жертвы, вред здоровью людей либо

окружающей природной среде, существенные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под основой чрезвычайной ситуации подразумевают опасное природное явление, аварию либо опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а кроме того применение современных средств поражения, в следствии чего произошла либо может сформироваться чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут образоваться в ходе закачки ингибитора по причинам технологического характера. В случае возгорания, взрывов и разгерметизации оборудования на устье, старшему по смене необходимо остановить все виды работ, сообщить о чрезвычайной ситуации диспетчеру или начальнику смены, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий (ПЛА).

Условия промышленной безопасности обязаны соблюдаться в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с применением «Методических рекомендаций согласно организации производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ обязаны быть ознакомлены с месторасположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

#### **4.5.1 Пожаровзрывоопасность**

Нефтегазовые промыслы особенно подвергаются возникновению пожаров и взрывов. Для того чтобы исключить опасных обстановок прилегающая территория нефтегазового комплекса должна быть постоянно в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны содержаться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не разрешается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все без исключения нефтегазопромысловые объекты обязаны быть оборудованы системами пожарной безопасности, передовыми автоматическими средствами сигнализации, основными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются в соответствии с [14].

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

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью работы является оценка и расчет эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования, внедрения технологии ингибирования скважин на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции, и расчет экономической прибыли с внедрением технологии.

Критериями в отношении глубинно насосного оборудования (ГНО) являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) или увеличение срока меж ремонтного периода (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения: [9]

$$КСНО = СНО_{пк} / СНО_0 \quad (1)$$

$$КСНО = 90/45 = 2$$

где:

КСНО - коэффициент увеличения средней наработки;

СНО<sub>0</sub> - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут;

СНО<sub>пк</sub> - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением средней наработки на отказ (СНО).

Складывается из следующих элементов:

2) Экономии за счет снижения количества ПРС (Эпрс);

- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин (Эдд);

- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования (Ээо).

$$\text{Э} = \text{Эпрс} + \text{Эдд} + \text{Ээо} \quad (2)$$

$$\text{Э} = 720000 + 7680000 + 630000 = 9032000 \text{ руб/год на одну скв}$$

Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в (табл.5.1). Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

С учетом возможного изменения дозировки ингибитора коррозии в течение года, в таблицу вставляют данные по среднему расходу ингибитора.

Потери по нефти рассчитываются как произведение суточного дебита скважины по нефти на период простоя скважины на ремонте с учетом ожидания ремонта.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ПРС	тыс. руб./час.	Спрс	10000
2	Средняя продолжительность ПРС	сут(сут.)	Тпрс	3
3	Среднее МРП	сут	МРПб	90
4	Средняя стоимость ПРС	тыс. руб.	Спрс	700000
5	Стоимость «черной» НКТ	тыс. руб./тн	Счт	30000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	тыс. руб/тн	Сгно	250000
7	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении,	тыс. руб/км	Скаб	350000
8	Стоимость ингибитора,	тыс.руб./тн	Си	55000
9	Стоимость коррозионно стойкой НКТ	тыс. руб/тн	Скст	60000
10	Стоимость НКТ с покрытием	тыс. руб./тн	Снкп	80000
11	Стоимость катодной защиты	тыс. руб.	Скз	400000
12	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	тыс. руб./шт.	Скгно	1500000
13	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	тыс. руб./шт	Сккс	2000000
14	Средняя глубина спуска УЭЦН	м	L	3000
15	Средний расход ингибитора	г/м <sup>3</sup>	p	25
16	Дебит жидкости	м <sup>3</sup> /сут	Qж	50
17	Обводненность	%	%В	20
18	Потери по нефти	тн/год		480
19	Цена нефти	тыс.руб/тн	Сн	32000
20	Затраты на устьевой дозатор	тыс.руб/год	Зтех	150000

### 3) Расчет экономии за счет снижения количества ПРС.

Для расчета экономии за счет снижения количества ПРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ПРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ПРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{прс} = K_{б} - K_{з} \quad (3)$$

$$K_{прс} = 4 - 2 = 2$$

где:

$\Delta K_{прс}$  – изменение числа ПРС в год;

$K_{б}$  – число ПРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты);

$K_{з}$  – число ПРС в год в период применения метода защиты.

### 4) Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ПРС.

$$K_{б} = \frac{365}{MP_{Пб} + T_{прс}} \quad (4)$$

$$K_{б} = 365 / (90 + 3) = 3.9 = 4$$

где:

$K_{б}$  – количество ремонтов в год в базовом периоде;

$MP_{Пб}$  – межремонтный период в базовом периоде;

$T_{прс}$  – средняя продолжительность ПРС.

5) Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ПРС.

$$K_3 = \frac{365}{MPДпз + T_{прс}} \quad (5)$$

$$K_3 = 365 / (180 + 3) = 1.9 = 2$$

где:

$K_3$  – количество ремонтов в год в период защиты;

$MPДпз$  – межремонтный период достигнутый в период защиты;

$T_{прс}$  – средняя продолжительность ПРС.

6) Расчет экономии за счет снижения числа ПРС:

$$\Delta_{прс} = \Delta K_{прс} * C_{прс} = (K_б - K_3) * C_{прс} \quad (6)$$

$$\Delta_{прс} = 2 * 720000 = (4 - 2) * 720000 = 1440000 \text{ руб/год}$$

где:

$\Delta_{прс}$  – экономия за счет сокращения числа ПРС;

$\Delta K_{прс}$  – снижение числа ПРС в год;

$C_{прс}$  – средняя стоимость одного ремонта.

7) Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период ПРС – величина, равная произведению изменения числа ПРС в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$Эдд = \Delta K_{прс} * T_{прс} * Q_n * C_n \quad (7)$$

$$Эдд = 2 * 3 * 40 * 32000 = 7680000 \text{ руб/год}$$

где:

Эдд – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин;

$\Delta K_{прс}$  - изменение числа ПРС в год;

$T_{прс}$  – средняя продолжительность одного ремонта;

$Q_n$  – дебит скважины по нефти;

$\rho$  – плотность нефти;

$C_n$  – стоимость нефти;

8) В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в  $1\text{ м}^3$  жидкости.

$$Q_n = Q_{ж} * (1 - B) \quad (8)$$

$$Q_n = 50(1 - 0.2) = 40$$

где:

$Q_n$  – производительность скважины по нефти;

$Q_j$  – производительность скважины по жидкости;

$B$  - коэффициент обводненности.

9) Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$Ээо = Энкт + Энас + Эпэд + Экаб \quad (9)$$

$$Ээо = 30 + 250 + 350 = 630000 \text{ руб}$$

где:

$Ээо$  – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования;

$Энкт$  – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ;

$Энас$  - экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса;

$Эпэд$  - экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя;

$Экаб$  – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

10) Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Расчет общих затрат на применение технологий  $Z_{общ}$ , тыс. руб.:

$$Z_{общ} = Z_{тех} + Z_{инг} \quad (10)$$

$$Z_{общ} = 150 + 251 = 401000 \text{ руб./год}$$

Затраты на реализацию технологии ( $Z_{тех}$ ) защиты от коррозии определяются стоимостью дозирования с помощью ЦА-320, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

11) Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) Зинг в год, тыс. руб.:

$$\text{Зинг} = 365 * Q_{\text{ж}} * p * \text{Синг} * 10^{-6} \quad (11)$$

$$\text{Зинг} = 365 * 50 * 0.25 * 55 * 10^{-6} = 250937 = 251000 \text{ руб./год}$$

где:

$Q_{\text{ж}}$  – дебит по жидкости, м<sup>3</sup>;

$p$  – дозировка ингибитора коррозии, г/м<sup>3</sup>;

Синг – стоимость ингибитора, тыс.руб./т.

Примечание: при применении технологий, не связанных с подачей реагентов, затраты на химические реагенты (ингибиторы) Зинг = 0.

12) Расчет экономического эффекта

Экономический эффект от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, тыс. руб.

$$\Pi = \text{Эобщ} - \text{Зобщ} \quad (12)$$

$$\Pi = 9032000 - 401000 = 8631000 \text{ руб./год}$$

## **Вывод**

В данной работе была проведена оценка и расчет эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования, внедрения технологии ингибирования скважин на месторождении. В связи с этим, проводился экономический расчет стоимости проведения данной операции, и расчет экономической прибыли с внедрением технологии. Применение данной технологии позволило увеличить прибыль на 8631тыс. руб./год на примере данной скважины.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область).

В данной работе были решены следующие задачи:

- Проведен анализ эффективности закачки ингибиторов;
- Проведен анализ эффективности борьбы с АСПО.

Для улучшения работы и увеличения МРП скважин с помощью УЭЦН было предложено использование следующих методов:

- Использование ингибитора против солеотложения «DESCUM-2» марки М- 3111-В;
- Использование ПСК«Трил-СВ» против солеотложения;
- Закачка ингибитора против коррозии, защитный эффект составляет более 95%, при дозировке реагента 25 г/м<sup>3</sup>;
- Использование УЭЦН в коррозионностойком исполнении;
- Механическая обработка скважин против АСПО, изменения графика скребкования с наименьшим интервалом времени обработки НКТ;
- Применения против АСПО НКТ с покрытием Magorack MP14;
- Использование труб, оборудования с полимерными покрытиями.

Решение данных задач позволит увеличить межремонтный период скважин, сократить затраты на ремонт скважин бригадой ТКРС, снизить затраты на ремонт и закуп подземного оборудования.

Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

## Список используемой литературы

1. Локальные нормативные документы ООО"ВТК" Сосунов П.В. Томск 2017-163 стр
2. Фонд скважин по категориям осложнений ООО «ВТК» Сосунов П.В.2017-2015-22 стр.
3. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1 <http://www.ogbus.ru>
4. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений изд: LAP Lambert Academic Publishing 2011 год 124 стр.
5. <https://www.mirrico.ru> Ингибитор солеотложения DESCUM
6. Акт о результатах эксплуатации погружных скваженных контейнеров ПСК"Трил-СВ" на месторождениях ООО"ВТК"
7. <https://ozneftehim.ru>. Ингибиторы коррозии СОНКОР
8. Результаты исследования по определению остаточного содержания ингибитора коррозии Сонкор-9022Б в присутствии ингибитора солеотложений «Дескум» в нефтепромысловой воде Пуглалымского месторождения.  
2014г-30 стр.
9. Причины отказов УЭЦН на Пуглалымском месторождении ООО «ВТК» Сосунов П.В.2017-13 стр.
10. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03.Москва, 2013г.– 160с.
12. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.Недра, 1998. - 196с.

13. ГОСТ Р 12.4.241-2007 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания дополнительные для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие требования и методы испытаний».
14. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».