

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Подбор кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 622.276.63(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазового дела	Зятиков П.Н	Профессор, Д.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

Формулировка результатов	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич

Тема работы:

Подбор кислотного состава для обработки призабойной зоны пласта для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1395/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по Новопортовскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ.</p>
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Кислотная обработка призабойной зоны добывающих скважин-как метод интенсификации притока. Физико-химические и фильтрационные исследования для выбора оптимального кислотного раствора для увеличения проницаемости.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорная карта Новопортовского месторождения. Характеристика продуктивных пластов. Начальные запасы и остаточные запасы. Эксплуатация фонда скважин. Динамика роста обводненности и добычи жидкости.</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Финансовый менеджмент	Шарф И.В.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
--

<p>Геологический раздел</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>11.01.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич		

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

Школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

Уровень образования магистратура

Период выполнения осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(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)
1.02.2018	<i>Геологический раздел</i>	25
10.03.2018	<i>Литературный обзор</i>	30
1.04.2018	<i>Экспериментальная часть</i>	30
29.04.2018	<i>Заключение</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазового дела	Зятиков П.Н	Профессор, д.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 130 с., 16 рис., 33 табл., 16 источников.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка; фильтрация; кислотный состав; восстановление проницаемости.

Объектом исследования является продуктивный пласт НП₂₋₃ Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – подбор промышленно выпускаемых кислотных составов для геологических условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования на первом этапе проводился глубокий физико-химический анализ определённого количества кислотных составов на соответствие их техническим требованиям. Исследования второго этапа связаны с воздействием кислотного состава на образец керна. Эксперименты проводились на специально отобранном керновом материале Новопортовского месторождения.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

Содержание

Введение	9
1 Геологический раздел	10
1.1 Общие сведения о районе месторождения	10
1.2 Стратиграфия	10
1.3 Характеристика нефтегазоносных пластов	13
1.4 Пласт НП ₂₋₃	22
2 Общие понятия о кислотных обработках	25
2.1 Обработка скважин соляной кислотой.....	27
2.2 Виды кислотных обработок	30
2.3 Кислотные обработки терригенных коллекторов.....	34
3. Физико-химические исследования кислотных составов	38
3.1 Определение массовой доли хлористого и фтористого водорода	38
3.2 Определение межфазного натяжения и плотности кислотных составов.....	40
3.3 Исследование коррозионной активности кислотных составов.....	43
3.4 Определение температуры застывания до минус 50 °С.....	44
3.5 Исследование совместимости кислотных составов с пластовыми флюидами.....	46
3.6 Определение осадкоудерживающей способности по отношению к фториду кальция.....	52
3.7 Определение скорости растворения кварца.....	58
3.8 Анализ результатов физико-химических исследований кислотных составов.....	63
3.9 Заключение.....	65
4. Фильтрационные исследования	68
4.1 Подготовка образцов к фильтрационным исследованиям.....	68
4.2 Методика проведения фильтрационных исследований	75
5. Результаты фильтрационных исследований.....	79
6. Заключение.....	86
7. Финансовый менеджмент	88
7.1 Расчет затрат на приобретение оборудования	88
7.2 Расчет затрат на приобретение расходных материалов	89
7.3 Амортизационные отчисления.....	90
7.4 Затраты по основной заработной плате	92

7.5 Затраты на единоразовые выплаты в связи со сдачей этапа.....	94
7.6 Отчисления во внебюджетные фонды	94
7.7 Накладные расходы.....	95
7.8 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта	96
7.9 Рентабельность проведения лабораторных анализов.....	96
8. Социальная ответственность.....	102
8.1. Анализ вредных производственных факторов.....	102
8.1.2 Отклонение показателей климата открытом воздухе.....	103
8.1.3 Недостаточная освещенность	103
8.1.4 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	104
8.1.5 Вредные вещества	105
8.2 Анализ опасных производственных факторов.....	106
8.2.1. Электробезопасность. Поражение электрическим током.....	106
8.2.2. Механические опасности.....	107
8.2.3. Аппараты под давлением.....	107
8.3 Охрана окружающей среды.....	108
8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	109
8.5. Организационные мероприятия по промышленной безопасности.....	110
8.5.1. Организационные мероприятия.....	110
8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	111
Литература	113
Приложение I	115

Введение

Россия обладает минерально-сырьевой базой углеводородов, позволяющей обеспечивать высокий уровень добычи нефти и газа на длительную перспективу. Нефтегазовый сектор нашей страны является основной отраслью экономики, который обеспечивает энергетическими ресурсами Россию, и оказывает существенное влияние на мировую энергетическую стабильность [1].

Кислотная обработка призабойной зоны пластов – основной метод интенсификации притока нефти и газа в скважину. Основным методом такой интенсификации является воздействие глинокислотными составами, в состав которого входят такие кислоты как плавиковая (HF) и хлороводородная (HCl). Данные обработки также эффективны при раскольматации скважин после бурения глинистыми и полимерглинистыми растворами, после загрязнения порового пространства тампонажными растворами, а также для восстановления проницаемости добывающих и нагнетательных скважин в процессе длительной эксплуатации скважин.

Однако экспериментально-теоретическое развитие данной технологии заметно отстает от масштабов его практического применения. Поэтому зачастую кислотная обработка проводится без достаточного лабораторного и теоретического обоснования, а эффективность воздействия оставляет желать лучшего.

Вследствие уникальности строения продуктивных пластов весьма проблематична разработка универсальных кислотных составов, которые обеспечивали бы одинаковое по эффективности воздействие, поэтому выбор кислотного состава для конкретного объекта разработки осуществляется на основе лабораторных фильтрационных исследований.

Целью данной работы является подбор промышленно выпускаемых кислотных составов для обработки призабойной зоны пласта для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

1 Геологический раздел

1.1 Общие сведения о районе месторождения

Самое северное и одно из наиболее крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений углеводородов на полуострове Ямал. Расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 360 км к северо-востоку от города Салехард, в 30 км от побережья Обской губы. Его извлекаемые запасы категорий С1 и С2 – более 250 млн тонн нефти и конденсата, а также более 320 млрд кубометров газа (с учетом палеозойских отложений) [2].

1.2 Стратиграфия

Геологический разрез Новопортовского месторождения сложен мощной (более 3000 м) толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермо-триасового возраста.

Юрская система представлена нижним, средним и верхним отделами.

В кровле *тюменской свиты* (нижняя и средняя юра) залегает нефтеносный пласт ЮС₂, сложенный переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко – и мелкозернистых, крепкоцементированных. Мощность тюменской свиты 260 м.

Васюганская, георгиевская и баженовская свиты составляют верхний отдел юрской системы.

В основании *васюганской свиты* залегают темные тонкоотмученные аргиллиты. Верхняя часть сложена чередованием темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты залегает песчаный пласт ЮС₁. Мощность свиты около 40 м.

Георгиевская свита представлена черными аргиллитами с многочисленными остатками рыб. Встречаются единичные прослой глинистого известняка.

Мощность свиты 2-7м.

Баженовская свита сложена темно-серыми, черными с коричневым оттенком битуминозными аргиллитами. В скважинах, вскрывших баженовскую свиту на

Новопортовской площади, наблюдается отсутствие пород, характеризующихся высоким сопротивлением. Мощность баженовской свиты 10-15 м.

Отложения *меловой системы* представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел слагается осадками сортымской, усть-балыкской, сангопайской свитами.

В основании *сортымской свиты* залегает подачимовская пачка, представленная аргиллитами темно-серыми, слабо - слюдистыми. Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников и алевролитов с аргеллитами.

Продуктивные отложения ачимовской толщи выявлены лишь на Пильтанской площади. Мощность толщи достигает 130 м.

Вышележащая толща пород сложена преимущественно глинистыми породами, с прослоями песчаников, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС₁₀, который перекрывается глинами чеускинской пачки. В толще этих глин на Новопортовском месторождении выделен нефтеносный пласт БС₁₀, сложенный песчаниками серыми, мелкозернистыми с прослоями аргиллитов и алевролитов. Общая толщина свиты 480 м.

Усть-балыкская свита объединяющая песчаные пласты группы «Б», представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. В кровле свиты залегает пимская глинистая пачка. Мощность свиты достигает 500 м. В разрезе *сангопайской свиты*, сложенной песчаниками, аргиллитами и алевролитами, выделяется ряд песчаных пластов АС₄₋₁₂. Пласты АС₄, АС₇₋₈, АС₉ и АС₁₀ на Новопортовском месторождении промышленно нефтегазоносны.

Алымская свита залегает в основании аптского яруса и сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными с тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Толщина алымской свиты доходит до 130 м.

Нижняя часть *покурской свиты*, относящаяся к апт-альбскому ярусам, представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и аргиллитов. В верхней части свиты, относящейся к сеноманскому возрасту, выделяется мощная песчано-алевроито-глинистая толща пород. Воды этих отложений используются для закачки в нефтяные пласты. Толщина свиты 850м.

Верхнемеловой отдел (сеноманский ярус, верхи покурской свиты) представлен чередованием песков, песчаников, алевролитов серых с глинами. Толщина отложений 221-266 м.

Кузнецовская свита, представленная темно-серыми глинами, приурочена к морским отложениям туронского яруса. Мощность свиты 11-29 м.

Березовская свита (коньякский, кампанский и сантонский ярусы) делится на две подсвиты: нижнюю - опоковидную и верхнюю - глинистую. Общая мощность отложений свиты 123-141 м.

Ганькинская свита (маастрихский и датский ярусы) в нижней части слагается глинами темно-серыми, почти черными, а в верхней части - глинами серыми с зеленовато-голубоватым оттенком. Мощность отложений 43-64 м.

Палеогеновая система.

Талицкая свита (палеоценовый отдел) сложена глинами темно-серыми, однородными, местами алевролитистыми. Мощность свиты до 137 м.

Люлинворская свита (эоценовый отдел) представлена темно-серыми и серыми глинами с гнездами глауконита. Мощность свиты 150-200 м.

Отложения *тавдинской свиты* (нижний олигоцен) представлены глинами зелеными, алевролитистыми с прослоями глинистого сидерита. Мощность отложений 170 м.

Атлымская свита (низы олигоцена) представлена песками светло-серыми с прослоями и линзами бурого угля. Мощность свиты до 100 м.

Новомихайловская свита (средний олигоцен) представлена чередованием глин буровато-серых с песчаниками и алевролитами светло-серыми, мелкозернистыми с прослоями бурых углей. Мощность до 80 м.

Туртасская свита (верхний олигоцен) сложена сильноглинистыми серыми алевролитами, толщиной около 40 м.

Четвертичная система представлена отложениями торфа, ила, озерно-аллювиальными лессовидными суглинками. Толщина отложений 35-40 м [3].

1.3 Характеристика нефтегазоносных пластов

Новопортовское месторождение расположено в центральной части Сургутского свода, где геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности - начиная с отложений юрского возраста и кончая нижнемеловыми осадками, нефтяные залежи выявлены в горизонтах ЮС₂, БС₁₀, АС₁₀, АС₉, газонефтяные - в АС₇₋₈, газовая предполагается по материалам ГИС в пласте АС₄.

Залезь пласта ЮС₂. На рассматриваемом месторождении тюменская свита вскрыта в 12 скважинах – 30р, 46р, 47р, 48р, 74р, 562, 754, 907, 13пл, 82пл, 2019р, 4405п.

В пределах Новопортовской площади отложения тюменской свиты были вскрыты в 9 скважинах, испытаны в шести. На Пильтанской площади пласт ЮС₂ вскрыт двумя скважинами (13пл и 82пл). Промышленные притоки не получены. Несмотря на выделенные по ГИС нефтенасыщенные толщины, отложения пласта ЮС₂ были отнесены к бесперспективным.

После 1997 года дополнительно на юрские отложения была пробурена скважина 4405п. При испытании пласта в интервале 2729,5-2738,5 м (а. о.-2648,9 - 2657,9 м) получен приток нефти дебитом 5 м³/сут при Н_д - 798 м. Скважина пробурена в пределах небольшого поднятия в южной части месторождения, которое выделяется по сейсмике [4].

При построении трехмерной модели по пласту ЮС₂ Новопортовское месторождения с учетом сейсмических данных и привлечением данных бурения скважин 754, 907, 30р, 2019р Дунаевского месторождения отмечены приподнятые участки, разделенные прогибами. Вскрыта зона замещения песчаников, вытянутая с севера на юго-запад. Наличие зоны отсутствия коллекторов подтверждается результатами испытания (в скважине 754 из пласта притока не получено). На Новопортовском месторождении нефтенасыщенные толщины в пласте ЮС₂ выделены по ГИС в семи скважинах. Они изменяются от 0,6 до 3,2 м. Пласт нефтенасыщен до подошвы. При испытании пласта ЮС₂ в этих скважинах

промышленный приток нефти получен лишь в скважине 4405п. Нефтенасыщенная толщина в скважине составила 1,6 м. Таким образом в настоящее время промышленный интерес представляет только участок залежи в районе скв.4405п.

Залежи пласта БС₁₀. На Северо-Минчимкинском поднятии в толще чеускинских глин выделяется пласт БС₁₀, представленный небольшими песчаными линзами, вскрытыми в скважинах 17р, 30р, 267, 298, 323, 907. В скважинах 18р, 46р, 49р, 59р, 329, 568, 754, 832, 1149 пласт БС₁₀ представлен неколлектором. За время, прошедшее с предыдущего подсчета запасов, в пределах этих залежей бурение не велось. Структурные построения выполнены с учетом бурения скважин и сейсмических данных. Поэтому в целом местоположение залежей не изменилось. Параметры остались прежние.

Залежи пласта БС₁₀. Нефтеносность основного продуктивного пласта БС₁₀ приурочена к северозападному, юго-восточному и юго-западному склону Новопортовское поднятия, а также к Пильтанскому и Вершинному поднятиям.

В предыдущих отчетах было выявлено четыре пластово-сводовые литологически экранированные залежи в пределах Новопортовское и Вершинного поднятий и одна пластово-сводовая залежь, в пределах нефтенасыщенная – от 3 (скв.8пл) до 22,8 м (скв.208пл). Количество залежей и их местоположение остались без изменения.

Со времени предыдущего подсчета запасов в районе Пильтанского поднятия были пробурены скважины 3пл, 10пл-2, 8пл-3 (вскрыли водонасыщенный с кровли пласт, что подтвердило утверченный контур нефтеносности) и 18пл-2 (вскрыла неколлектор, в результате чего уточнена зона отсутствия коллекторов в пределах залежи).

Следует отметить, что в связи со структурными построениями незначительно изменились границы залежей, их размеры, высота. Залежь 1 расположена в районе скважины 18р. Средняя отметка ВНК принята на а.о-2243 м. Размеры залежи 1,8 х 2,3 км, высота 8 м. Залежь 2 расположена в районе разведочных скважин 49, 47 и 55. При обосновании ВНК использованы результаты опробования и интерпретации материалов ГИС.

В скважине 49Р при опробовании интервала 2272-2312 (а.о. - 2190,2-2230,2) был получен приток нефти дебитом 17,4 м³/сут на 3-мм штуцере, по ГИС коллектор нефтенасыщен до а.о. - 2237,8 м. В скважине 572 подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС вскрыта на а.о. - 2226,1 м, кровля водонасыщенного - на а.о. - 2234,7 м. В скважине 503 по ГИС коллектор нефтенасыщен до а.о. - 2238,8 м, водонасыщен с а.о. - 2246,8 м. Средняя отметка ВНК залежи принята на а.о. - 2238 м. Размеры залежи 3,1 x 5,4 км, высота 40 м.

Залежь 3 расположена в районе разведочных скважин 52, 51, 906 и 920, средняя отметка ВНК соответствует раннее утвержденной в ГКЗ и принята на а.о. - 2297,6 м. Размеры залежи 6,0 x 8,0 км, высота 58,6 м.

Залежь 4 расположена в районе разведочных скважин 418 и 902. средняя отметка ВНК соответствует раннее утвержденной в ГКЗ и принята на а.о. - 2296,7 м. Размеры залежи 3,5 x 2,8 км, высота 20,7 м.

Залежь Пильтанского поднятия расположена в районе разведочных скважин 41, 42. Средняя отметка ВНК принята на а.о. - 2241 м. Размеры залежи 3,0 x 2,3 км, высота 10 м.

Залежи пласта АС₁₀. В песчаной фации пласт АС₁₀ развит почти по всей площади месторождения, замещаясь неколлекторами лишь на отдельных участках. Нефтенасыщенные коллекторы были выявлены только в сводовых частях Северо-Минчимкинского и Новопортовское поднятий, к которым были приурочены две залежи. При определении внешних границ залежей учитывались нефтенасыщенные толщины и результаты бурения скважин водоплавающей зоны. По периметру залежи оконтуриваются скважинами, вскрывшими водонасыщенный с кровли пласт. *Залежь 1* расположена на Северо-Минчимкинском поднятии. Уточнились границы. В некоторых скважинах, пробуренных в пределах залежи 1, изменена граница между пластами АС₉ и АС₁₀. Нефтенасыщенные коллекторы, относящиеся ранее к пласту АС₁₀ перешли в пласт АС₉ и наоборот. Необходимость в перекорреляции возникла в процессе построения трехмерной геологической модели, так как неоднозначность в выборе границы раздела между этими пластами приводила к неправильному соединению пропластков в объемной модели. Залежь пластово-

сводовая, расположенная в пределах Новопортовское поднятия распалась на три участка. Размеры залежи 3,5 x 3,1 км, высота модели. Залежь пластово-сводовая, расположенная в пределах Новопортовское поднятия распалась на три участка. Размеры залежи 3,5 x 3,1 км, высота 13,9 м [5].

От основной залежи отпочковались две небольшие: на восточном крыле - залежь 3 и на юге - залежь 4.

Залежь 3 отделилась от залежи 2 небольшим прогибом, в пределах которого пробуренные скважины вскрыли водонасыщенный с кровли пласт. Залежь пластово-сводовая, размеры 0,8 x 0,8 км, высота 11 м. Залежь 4 на севере отделена от залежи 2 зоной отсутствия коллекторов, а на юге контролируется скважинами, вскрывшими водонасыщенный коллектор. Залежь литологически экранированная, размеры 0,6 x 0,6 км, высота 12,3 м.

Залежь пласта АС₉. Песчаники пласта АС₉ развиты на всей площади, за исключением скв.150, где пласт представлен неколлектором.

Залежи нефти по пласту АС₉ были приурочены к сводам Новопортовское и Северо-Минчимкинского поднятий. Небольшая по величине залежь выделена в восточной части месторождения и две залежи - к западу от Северо-Минчимского поднятия.

Пласт разбурен полностью по эксплуатационной сетке. В настоящем отчете в результате структурных построений все залежи слились в единую с одним ВНК. Наблюдается наличие пяти водонасыщенных участков внутри залежи, вскрытых скважинами на низких отметках. При определении внешних границ залежи учитывались нефтенасыщенные толщины и результаты бурения скважин водоплавающей зоны. По периметру залежь оконтуривается скважинами, вскрывшими водонасыщенный с кровли пласт. Отметки водонасыщенного коллектора колеблются в широком диапазоне от -1898 до -1921 м. При определении средней отметки ВНК учитывались скважины, вскрывшие водонефтяной контакт, а также скважины с минимальной кривизной. Средняя отметка ВНК составила -1903 м. Общая толщина пласта АС₉ изменяется от 15,4 м

до 32,5 м. Эффективная толщина достигает 28,1 м, нефтенасыщенная - 17,6 м. Залежь пластово-сводовая, размеры ее 13,5 x 7,2 км, высота 35 м.

Залежь пласта АС₇₋₈. Крупная газонефтяная залежь пласта АС₇₋₈ приурочена к Северо-Минчимкинскому и Новопортовскому поднятиям с единым контуром нефтеносности, имеет четыре газовые шапки. Общая толщина продуктивного пласта колеблется от 15 до 20 м. Пласт имеет довольно сложное строение. В целом разрез пласта можно разделить на три типа: на одних участках месторождения монолитный песчаный пласт АС₇ выделяется в кровельной части толщи, подошвенная часть представлена частым чередованием аргиллитов и алевролитов; на других песчаный пласт АС₈ развит в подошве толщи, а верхняя часть разреза состоит из переслаивания аргиллито-алевролитовых пород; на третьих - небольшие пропластки песчаников выделяются в кровле и подошве, а между ними частое чередование алевролитов, аргиллитов и песчаников. Залежь пласта АС₇₋₈ распространяется за пределы Новопортовское месторождения и объединяется без разрыва контура нефтеносности на западе – с Быстринским и на востоке - с Дунаевским месторождениями. Средняя отметка ВНК составила -1903 м. Средняя отметка ГНК - 1873 м. Залежь пластово-сводовая. Размеры ее 23,0 x 14,7 км, высота 62,0 м.

Пласт АС₄. Кровля коллектора по пласту АС₄ вскрыта на отметках от -1768 до -1825 м. Газонасыщенные песчаники пласта выделены по повторным замерам радиоактивного каротажа в сводовой части Новопортовское поднятия. Кровля газонасыщенных коллекторов вскрыта на отметках от -1768,5 до -1815,7 м. Эффективные толщины колеблются от 0,6 до 8,2 м, газонасыщенные достигают 4,8 м. ГВК непосредственно в коллекторе не вскрыт ни в одной скважине. В скважинах, пробуренных в газовой зоне самая низкая отметка подошвы газонасыщенного коллектора -1811,9 м, самая высокая отметка водонасыщенного пропластка -1792,7 м. Раздел между газом и водой изменяется в пределах 0,3 - 5,5 м. Газовой контакт в среднем определен на отметке -1800 м.

Залежь пластово-сводовая, небольших размеров 3,5 x 2,0 км, высота 19 м.

Пласт АС₇₋₈. Коллекторские свойства пласта АС₇₋₈ изучены по разрезам 31 скважины, в т.ч. по двум охарактеризована газонасыщенная часть разреза и по 25 нефтенасыщенная. После подсчета запасов 1994 г. дополнительно изучен и обобщен керн по разрезу скважины 1346 и совместно обобщены данные по керну Пильтанской площади (скв.13ПЛ, 41 р, 70р, 71р, 75р, 82ПЛ).

Скважины по площади месторождения расположены неравномерно: не охарактеризована керном центральная и юго-восточная части месторождения, юго-западная часть охарактеризована только по водоносным скважинам (скв.51р, 52р 56р).

Общая изученная эффективная толщина составляет 134,4 м, на 1 метр которой приходится 2,7 определений $K_{п}$ и 1,8 и 2 определения $K_{пр}$ и $K_{вс}$, т.е. плотность анализов в пределах оптимальной.

Пористость пласта изменяется от 18,1 % до 30,3 % и в среднем по 367 определениям составляет 23,8 %. По сравнению с подсчетом запасов (1994 г.) среднее значение несколько снизилось (было 24,1 %), видимо за счет Пильтанских скважин, среднее значение пористости по которым составляет 23,3 %. Большая часть пород пласта АС₇₋₈ (частотность 79 %) имеет пористость 22-28 %, породы с пористостью более 28 % встречаются в единичных случаях (частотность 1,6 %).

Пористость газонасыщенной части пласта в среднем равна 22,4 % (возможно занижена, т.к. охарактеризована только по 25 образцам). По нефтенасыщенной и водонасыщенной частям средние значения $K_{п}$ выше: 23,7 % и 24,5 % соответственно.

Фильтрационные свойства пласта варьируют в основном от $1,9 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $154 \cdot 10^{-3}$ мкм² и лишь по 8 образцам (частотность 3,6%) породы имеют проницаемость выше (до $978 \cdot 10^{-3}$ мкм²). В среднем по пласту проницаемость составляет $53 \cdot 10^{-3}$ мкм². В большинстве случаев породы пласта относятся к IV ($K_{пр}$ 10- $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и V ($K_{пр}$ 1- $10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) классам проницаемости (здесь и далее – классификация А.А. Ханина), их в пласте 53,6 % и 35,7 % соответственно.

Иногда встречаются и более проницаемые разности пород с $K_{пр}$ выше $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² - их 10,7 %, в т.ч. по разрезам двух скважин 139р и 307, встречены коллекторы с $K_{пр}$ более $300 \cdot 10^{-3}$ мкм² (частость 2,6 %).

По газонасыщенной и нефтенасыщенной частям разреза проницаемость в среднем равна $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $59 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно, по водоносной части $33 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Средние значения $K_{п}$ по скважинам варьируют довольно широко: от 21,2 % (скв.71р на Пильтанской площади) до 29 % (скв.395 на юго-востоке Новопортовское месторождения), но в большинстве случаев они составляют 24-26 %. Средние значения $K_{пр}$ по скважинам изменяются от $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.239) до $187 \cdot 10^{-3}$ мкм² и по одной скважине (скв.139р) проницаемость аномальна $568 \cdot 10^{-3}$ мкм². В большинстве случаев средние значения $K_{пр}$ составляют $30-60 \cdot 10^{-3}$ мкм², по 5 скважинам они ниже $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 18 % до 70 % и в среднем составляет 43 %, наиболее часто (61 %) $K_{вс}$ составляет 25-45.

Пласт 1. Коллекторские свойства пласта АС₉ изучены по разрезам 10 скважин, в т.ч. 8 охарактеризована продуктивная часть разреза. Новых скважин на пласт АС₉ не пробурено, но дополнительно изучен и обобщен керн по 11 образцам из разреза скв.395 и, в связи с изменением корреляции, данные по скв.32р, ранее относящиеся к пласту АС₇₋₈, обобщены в пласте АС₉.

Общая изученная эффективная толщина составляет 40,8 м, на 1 метр которой приходится 2,9 определений $K_{п}$ и 1,8 и 2 определения $K_{пр}$ и $K_{вс}$, т.е. плотность анализов в пределах оптимальной. ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) пласта АС₉ существенно выше, чем по пласту АС₇₋₈.

Пористость изменяется от 20,8 % до 29,6 % и в среднем по 120 определениям составляет 26,5 %. Большая часть пород (частость 72 %) имеет пористость 24-28 %, значительная доля пород с $K_{п}$ более 28 % - частость их 19 %. Пористость нефтенасыщенной части пласта в среднем равна 26,3 %, по водо насыщенной среднее значение получилось выше - 27,4 % (вероятно завышено).

Фильтрационные свойства пласта изменяются в диапазоне от 7,5 до $324 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем по пласту проницаемость по 47 определениям составляет $105 \cdot 10^{-3}$ мкм². В большинстве случаев породы пласта относятся к III ($K_{пр}$ $100-500 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и IV ($K_{пр}$ $10-100 \cdot 10^{-3}$ мкм²) классам проницаемости, их в пласте, соответственно, 32 и 64 %. По продуктивной части разреза, средняя проницаемость, как и пористость, получилась ниже, чем по водонасыщенной части - $78 \cdot 10^{13}$ мкм² и $177 \cdot 10^{13}$ мкм² соответственно. Но возможно средние значения ФЕС водонасыщенной части разреза получились завышенными из-за слабой изученности и 8 образцов, а также оказались не изучены породы с $K_{пр}$ менее $43 \cdot 10^{-3}$ мкм и $K_{п}$ менее 26,4 %, а такие породы, судя по продуктивной части разреза, должны быть и здесь.

Средние значения $K_{п}$ по скважинам варьируют в небольшом диапазоне: от 26 % до 28 %, средние значения $K_{пр}$ изменяются от $42 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.219) до $194 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.54р, законтурная). Какой-либо закономерности в изменении фильтрационно-емкостных свойств по площади не наблюдается. Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 21 до 1 % и в среднем составляет 36 %.

Пласт 2. Коллекторские свойства пласта БС₁₀ охарактеризованы по разрезу скважины 323р двумя образцами.

Пористость в среднем равна 21,1 %, проницаемость - $73 \cdot 10^{13}$ мкм². Водоудерживающая способность изучена одним образцом и составляет 26 %.

Пласт 3. Коллекторские свойства пласта БС₁₀ изучены по разрезам 8 скважин, в т.ч. по всем охарактеризована продуктивная часть разреза. Дополнительно изучен и обобщен керн по скв.41ПЛ и совместно обобщены данные по керну Пильтанской площади (скв.13 ПЛ, 41р, 82ПЛ).

Общая изученная эффективная толщина составляет 20,2 м, на 1 метр которой приходится 4,2 определения $K_{п}$ и 2,4 и 2,8 определений $K_{пр}$ и $K_{вс}$, т.е. плотность анализов в пределах оптимальной.

Пористость изменяется от 22,4 % до 26,8 % и в среднем по 85 определениям составляет 24,5 % (такая же пористость была получена при обработке данных к

п.з. 1994 г.). Большая часть пород (частотность 88 %) имеет пористость 22-26 %, значительная доля пород с $K_{п}$ более 26 % - частотность их 12 %. Среднее значение пористости нефтенасыщенной части пласта ниже, чем по водонасыщенной части; соответственно 24 и 25,7 %. Фильтрационные свойства пласта изменяются в диапазоне от 7,5 до $324 \cdot 10^{11}$ мкм². Среднее значение проницаемости по пласту составляет $106 \cdot 10^{13}$ мкм² (по 47 определениям). В большинстве случаев породы пласта относятся к III и IV классам проницаемости, их в пласте соответственно 32 и 64 %. По продуктивной части разреза, средняя проницаемость получилась ниже, чем по водонасыщенной части - $79 \cdot 10^{13}$ мкм² и $188 \cdot 10^{13}$ мкм² соответственно. Но вероятно среднее значение проницаемости водонасыщенной части разреза получилось завышенным (изучено всего 8 образцов).

Средние значения $K_{п}$ по скважинам варьируют в небольшом диапазоне: от 23 % (скв.82ПЛ) до 26 % (скв.52р). Средние значения $K_{пр}$ по скважинам изменяются в диапазоне от $7,5 \cdot 10^{13}$ мкм² (скв.13ПЛ) до $216 \cdot 10^{13}$ мкм² (скв.638). В изменчивости ФЕС по площади отмечается некоторая закономерность: невысокие значения ФЕС на Пильтанской площади ($K_{п}$ по скважинам 23-24 %), $K_{п}$ по скважинам $7 - 41 \cdot 10^{13}$ мкм² и существенно выше ФЕС по залежам южной части месторождения ($K_{п}$ по скважинам 24-26 %, $K_{пр}$ -103- $216 \cdot 10^{13}$ мкм²). Водоудерживающая способность пород изменяется в диапазоне от 21 до 61 % и в среднем составляет 36 %.

Пласт 4. Коллекторские свойства пласта ЮС₂ изучены по разрезам 3-х скважин по пяти нефтенасыщенным прослоям. Общая изученная эффективная толщина составляет 3,8 м.

Пористость изменяется от 14,6 % до 21,9 % и в среднем по 8 определениям составляет 17,6 %. Средние значения пористости по скважинам равны 17,2-18,1 %.

Проницаемость варьирует от 0,4 до $13,9 \cdot 10^{13}$ мкм². Средняя по пласту проницаемость по 7 определениям составляет $4,7 \cdot 10^{13}$ мкм².

Водоудерживающая способность изученных пород изменяется от 52 до 55 %, в среднем равна 53 %.

Наиболее продуктивны пласты АС4, АС7-8, АС9 и АС10, они обладают оптимальными коллекторскими свойствами (средняя пористость 25-28 %;

фильтрационные свойства $1,9 - 154 \cdot 10^{13}$ мкм²), а также благоприятными геологическими условиями для дальнейшего применения методов повышения нефтеотдачи и максимальных конечных дебитов [6].

1.4 Пласт НП₂₋₃

Пласт НП₂₋₃ полностью заглинизирован с северо-запада и юго-востока. В скважинах в зоне распространения коллекторов пласт залегает на абсолютных глубинах от -1738 м до -2017 м. В пределах распространения пласта выделено четыре залежи углеводородов [7].

Основная залежь занимает большую часть площади распространения коллекторов в пласте. Залежь нефтегазоконденсатная, литологически и тектонически экранированная. Длина залежи составляет 25,1 км, ширина – 10,1 км, высота газовой части залежи – 106 м, высота нефтяной оторочки – 51-57 м. Эффективные газонасыщенные толщины по скважинам меняются от 1,8 до 21,2 м, нефтенасыщенные – от 1,0 до 20,0 м. Промышленная газоносность подтверждена испытаниями пласта в 21 скважине. Дебит газа менялся от 33 до 205 тыс. м³/сут. Притоки нефти получены при испытании пласта в 18 скважинах. Дебит нефти составил от 3 до 61 м³/сут.

Самое высокое положение кровли коллектора, давшего при испытании чистую нефть, отмечается в скв. № 64 и находится на абсолютной глубине -1815,4 м. Фактическое положение газонефтяного контакта в пределах залежи меняется от - 1814 м до - 1818 м. ГНК принят как среднее значение этих абсолютных глубин на отметке - 1816 м.

При определении положения водонефтяного контакта было установлено незначительное, но закономерное погружение его с северо-запада на юго-восток:

Принят наклонный ВНК на абсолютных отметках от - 1867 до - 1873 м.

Восточная залежь отделена от основной субмеридианальным разломом. Залежь нефтяная, тектонически и литологически экранированная. Длина залежи составляет 8,9 км, ширина – 1,4 км, высота – 49 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам меняются от 1,2 до 25,0 м. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в

пределах залежи пласт испытан в трех скважинах. Во всех случаях получены притоки нефти дебитом от 9 до 23 м³/сут. ВНК принят на абсолютной отметке -1879 м, как среднее от подошвы нефтенасыщенного коллектора по испытанию в скв. № 178 (-1880,2 м) и кровли водонасыщенного по результатам испытания коллектора в скв. № 179 (-1877,4 м).

Северо-восточная залежь вскрыта одной скважиной № 72. Залежь нефтяная, тектонически экранированная. Длина залежи составляет 8,9 км, ширина – 2,3 км, высота – 29 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине составляет 3,8 м. По данным ГИС до абсолютной глубины - 1849,4 м пласт однозначно интерпретируется как продуктивный, ниже этой отметки коллекторы водонасыщены. Пласт испытан в скв. № 72 в интервале абсолютных отметок -1843,0-1849,6 м, получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Испытание признано некачественным (аналогично испытанию пласта БЯ23). Поскольку продуктивность залежи не подтверждена испытанием, наличие ее предполагается по результатам интерпретации материалов каротажа. ВНК залежи принят по данным каротажа на абсолютной отметке - 1849,0 м.

Северная залежь вскрыта пятью скважинами. Залежь нефтяная, литологически и тектонически экранированная. Длина залежи составляет 8,6 км, ширина – 5 км, высота – 41 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам меняются от 5,0 до 19,0 м. В пределах залежи пласт испытан в четырех скважинах. В трех получены притоки безводной нефти дебитом от 5,4 до 40 м³/сут. Безводная нефть получена при испытании пласта до абсолютной отметки - 1857,1 м в скв. № 143.

В скв. № 86 при испытании водонасыщенной части пласта получен приток пластовой воды и газоконденсата - $Q_v=57,6$ м³/сут, $Q_g=22,28$ тыс.м³/сут и $Q_k=0,36$ м³/сут ($d_{шт}/ш=10/16,36$ мм). По каротажной характеристике пласт водонасыщен, по данным АКЦ сцепление цементного камня с породой и колонной в интервале испытания слабое или частичное. Исходя из этого можно предположить прорыв газа из нижележащего пласта Ю2, кровля которого газонасыщена.

В скв. № 180 в пласте испытано 5 объектов в интервале абсолютных глубин от -1828 м до -1851 м. Первый объект оказался практически «сухим» (отмечены признаки

нефти), в дальнейшем получены притоки воды ($Q_v=1,58-1,96 \text{ м}^3/\text{сут}$) с пленкой нефти, затем притоки нефтеводяной смеси. Происхождение воды не установлено. Скорее всего - это смесь пластовой воды, поступающей из верхнемеловых пластов, и ФБР ($C_v=3,7 \text{ г/л}$). Следует отметить, что процент содержания нефти в нефтеводяной смеси последовательно увеличивался от 2,8 до 76,5 %. По данным каротажа все выделенные коллекторы отнесены к продуктивным.

По результатам интерпретации материалов каротажа подошва продуктивного коллектора отбивается в скв. № 106 на абсолютной отметке - 1860,9 м; кровля водонасыщенного коллектора отбивается в скв. № 119 по данным ГИС на отметке-1860,3 м. ВНК принят по данным каротажа на абсолютной глубине - 1861 м [7].

2 Общие понятия о кислотных обработках

Призабойная зона скважины (ПЗС) – область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь как в единый узел сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся – при закачке. Здесь скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Очень важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт. Само бурение скважины уже вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Перфорация обсадной колонны сопровождается кратковременным воздействием на ПЗС ударных волн различных частот, которые воздействуют на кристаллы, слагающие породу, и вызывают пьезоэлектрический эффект на гранях этих кристаллов. Возникающее электрическое поле, в зависимости от его полярности, интенсивности и продолжительности существования, может либо тормозить, либо способствовать фильтрации (явление осмоса), влиять на формирование аномальных жидкостных слоев на границе с поверхностью пор пласта.

Кислотная обработка призабойной зоны пласта один из самых малозатратных и эффективных методов интенсификации притока нефти и газа в скважину. Это объясняет их довольно частое применение в нефтегазовой промышленности. Основной целью обработки ПЗП является устранение ее загрязнений, которые могут происходить вследствие воздействия: бурового раствора, в процессе первичного или вторичного вскрытия пласта; кольматацией солями призабойной зоны при длительной эксплуатации скважины, тампонажного состава, при цементации обсадных колонн; жидкостей глушения скважин, при проведении ремонтных работ [8, 9, 10, 11]. Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо

осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Все методы воздействия на ПЗС можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы воздействия целесообразно применять только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, как например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП. Тепловые методы целесообразны только в тех случаях, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Таким образом, выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промышленного опыта на данном месторождении.

Стандартный подход к выбору технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) опирается только на такой параметр, как эффективная мощность продуктивного

пласта. Оптимальная же технология, дающая максимальный эффект, прежде всего, подбирается с учетом причины загрязнения ПЗП, принятием во внимание таких параметров пласта, как: температура; фильтрационно-емкостные свойства; гранулометрический и минералогический состав пород; химический состав пластовых флюидов [8, 9]. Для обработки карбонатных пород-коллекторов в основном используют солянокислотные растворы (СКР), а для терригенных коллекторов, представленных полимиктовыми песчаниками, после СКР проводят закачку глинокислотных растворов (ГКР). Эти обработки называют солянокислотными и глинокислотными, соответственно [12]. В качестве глинокислоты обычно применяют смесь соляной (10-15 %) и фтористоводородной (1-5 %) кислот [9,10,11]. В терригенных коллекторах, наиболее часто, применяют следующие виды кислотных обработок [11]:

солянокислотные обработки;

глинокислотные обработки;

двухрастворные обработки, когда сначала задавливают в пласт соляную кислоту для удаления карбонатных отложений, а затем глинокислоту, воздействующую на силикатосодержащие минералы. Механизм воздействия кислот на породу-коллектор необходимо рассматривать со следующих позиций: степени растворения пород и материалов, колюматизирующих пласт; скорости реакции; образования продуктов реакции; изменения фильтрационно-емкостных характеристик [12]. Особенно это важно при обработках терригенных коллекторов, так как они чаще всего представляют собой конгломерат различных минералов. В основном песчаные коллекторы образованы различными силикатными материалами: кварцем, кремнистыми сланцами, полевыми шпатами, слюдой. Каркас породы, как правило, состоит из песка, отложения в порах являются вторичными минералами, которые служат цементирующим материалом для зерен песка. Также в поровом пространстве песчаника присутствуют аутигенные глины [12, 14].

2.1 Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое

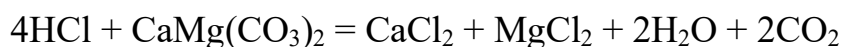
распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции.

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) – это соли, хорошо растворимые в воде – носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

В кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать нерастворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС. К числу таких примесей относятся следующие.

1. Хлорное железо (FeCl_3), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$, выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота H_2SO_4 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием CaCl_2 образует гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция $[\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2]$.

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с

содержанием чистой HCl в пределах 10 – 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта.

Рецептуру приготовления раствора отработывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. Один из самых распространенных ингибиторов коррозии является формалин.

2. Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 – 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти – нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCl, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 – 3 раза.

3. Стабилизаторы – вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCl с железом, цементом и песчаниками.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником – гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы – уксусную (CH₃COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1 – 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH₃COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCl с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор

HCl в более глубокие участки пласта.

2.2 Виды кислотных обработок

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки и обработки под давлением ПЗС, термокислотные обработки, кислотные обработки через гидромониторные насадки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают (раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCl повышенной концентрации (15 – 20%), так как его перемешивания на забое не происходит.

Время выдержки для нейтрализации кислоты для данного месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе.

Обычно время выдержки составляет 16 – 24 ч.

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора – 12 %, максимальная – 20 %.

Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными

продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCl уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 – 30 °С – до 2 ч, при температуре 30 – 60 °С – 1 – 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

Многочисленные опыты и исследования показали, что кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Обычно это промоины – рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются преимущественно в каком-либо одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом (растворение протекает более равномерно вокруг ствола скважины или перфорационных отверстий). Но все равно образующиеся каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCl в исходном растворе и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Увеличение исходной концентрации – недостаточно эффективный способ, так

как он вызывает коррозию металла и оборудования, способствует образованию нерастворимых осадков в продуктах реакции. Увеличение скорости закачки считается эффективным средством, но оно лимитируется поглотительной способностью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования. Применение добавок – более эффективное средство. Количество уксусной кислоты в растворе, применяемом для замедления, увеличивают в несколько раз по сравнению с необходимым для стабилизации. Так, при ее содержании 4 – 5 % от общего объема раствора скорость нейтрализации замедляется в 4 – 5 раза. Это означает, что раствор сохранит свою активность на расстояниях (при одномерном движении) в 4 – 4,5 раз больших при прочих равных условиях.

Кислотная обработка под давлением. При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера – высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО.

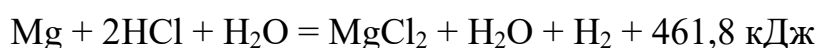
Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 – 12% раствора HCl и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например, окисленный мазут, кислый газойль. ГрозНИИ рекомендует добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно составляется из 70 % по объему раствора HCl и 30 % нефти. В зависимости от способа и времени перемешивания можно получить эмульсии различной вязкости, вплоть до 10 Па·с. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5 – 2,5 м³ эмульсии. Рабочий раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО.

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCl. При этом происходит следующая реакция.



По некоторым данным температура раствора может достигать 200-300 °С.

Существуют два вида обработки.

Термохимическая обработка ПЗС – обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подается избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCl 10 – 12 %.

Термокислотная обработка ПЗС – сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причем кислотная обработка может быть, как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCl должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой, температура реакционной среды, концентрация

кислоты и др. Это затрудняет расчет режима прокачки кислоты.

С помощью опытных прокачек в поверхностных условиях определили, что при давлениях на глубине установки реакционного наконечника, превышающих 3 МПа, рекомендуется применять магний в виде стружки, причем чем больше давление, тем магниевая стружка должна быть мельче и тоньше. Термохимические солянокислотные обработки ПЗС эффективны в скважинах с низкими пластовыми температурами, в призабойной зоне которых наблюдается отложение твердых углеводородов (смолы, парафины, асфальты). Этот вид обработки может быть применен как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных при достаточно высокой их карбонатности.

2.3 Кислотные обработки терригенных коллекторов

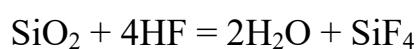
Особенность СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах.

В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому. Однако радиус такого контура проникновения по толщине пласта будет различный в зависимости от проницаемости и пористости прослоев, которых в данном интервале может быть несколько. Если известны проницаемости, пористости, толщины и карбонатность отдельных прослоев в слоистонеоднородном пласте, то приближенно можно рассчитать глубину проникновения кислоты в пласт по прослоям при закачке данного объема раствора или наоборот, задаваясь глубинами проникновения кислоты по прослоям, можно определить необходимый объем растворов.

Другой особенностью СКО является то, что в карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Поэтому фронт нагнетаемого раствора растворяет эти карбонаты и нейтрализуется, а последующие порции

раствора, двигаясь по порам, в которых карбонаты уже удалены, сохраняет свою первоначальную активность. Это приводит к тому, что при последующем дренировании из скважины сначала поступает концентрированный раствор HCl, а за ним нейтрализованная кислота. Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF), называемой также плавиковой.

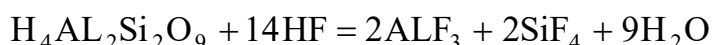
Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:



Образующийся фтористый кремний SiF₄ далее взаимодействует с водой:



Кремнефтористоводородная кислота H₂SiF₆ остается в растворе, а кремниевая кислота Si(OH)₄ по мере снижения кислотности раствора может образовать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта. Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе. Рабочий раствор кислоты для воздействия на терригенные коллекторы обычно содержит 8 – 10 % соляной кислоты и 3 – 5 % фтористоводородной. Фтористоводородная кислота растворяет алюмосиликаты согласно следующей реакции:



Образующийся фтористый алюминий AlF₃ остается в растворе, а фтористый кремний SiF₄ далее взаимодействует с водой, образуя кремниевую кислоту.

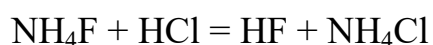
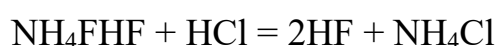
Взаимодействие HF с зернистым кварцем протекает чрезвычайно медленно, а с алюмосиликатом H₄Al₂Si₂O₉ происходит быстро, но медленнее, чем взаимодействие HCl с карбонатами.

Поэтому обработка терригенных коллекторов смесью соляной и фтористоводородной кислот целесообразна как для удаления карбонатных цементирующих веществ, так и для растворения глинистого материала. По этим

причинам смесь HCl и HF называют глинокислотой.

Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер предосторожности. Кроме того, она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$, который менее опасен в обращении, сравнительно дешев, хотя также требует мер защиты. Порошок бифторид-фторид аммония при растворении его в растворе соляной кислоты частично ее нейтрализует. Поэтому для приготовления глинокислоты в этом случае используется раствор HCl повышенной концентрации.

Реакция происходит по следующей схеме:



Для получения глинокислоты, содержащей 4 % HF и 8 % HCl, необходимо иметь исходную концентрацию HCl 13 % и в 1 м³ такой кислоты растворить 71 кг товарного бифторид-фторид-аммония с содержанием 56 % фтора.

Для глинокислоты с содержанием HF 5 % и HCl 10 % исходная концентрация HCl 16 %, и на 1 м³ раствора необходимо 80 кг порошка.

Глинокислота (4 % HF + 8 % HCl) как таковая употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5 %. Поскольку она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, ее количество для обработки подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС.

Как правило, терригенные породы содержат мало карбонатов. Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCl (обычно 12 – 15 % состава), а затем закачивают глинокислоту. Соляная кислота растворяет карбонаты в ПЗС, что предотвращает при последующей закачке раствора HF образование в порах пласта осадков фтористого кальция и других фторидов, осложняющих процесс, и сохраняет довольно большое количество HF для растворения глин, аргиллитов, слюд и других порообразующих силикатных компонентов. Кроме того, удаление карбонатов из ПЗС позволяет сохранить на нужном уровне кислотность отреагированного раствора HF для

предупреждения образования студнеобразного геля кремниевой кислоты, закупоривающего пласт.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость лабораторных исследований кислотных составов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения технологии с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>1.2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>1.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>

Перечень графического материала:

- 1. Оценка конкурентоспособности технических решений*
- 2. График проведения и бюджет технологии*
- 3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности технологии*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич		

7. Финансовый менеджмент

Экономическое обоснование физико-химических исследований кислотных составов

Целью расчета является экономическая оценка проведения лабораторных работ по выявлению оптимального кислотного состава для обработки призабойной зоны скважины. По мере добычи жидких и газообразных углеводородов, состояние призабойной зоны скважины постепенно ухудшается, образуются различного рода растворимые и нерастворимые отложения, которые снижают продуктивность добывающих скважин. Связан данный процесс с закупоркой пор и трещин коллектора вблизи забоя скважины колматантами, в следствие чего уменьшается проницаемость призабойной зоны пласта. В данной главе отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение научного исследования физико-химических и фильтрационных свойств кислотных составов.

Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на приобретение оборудования;
- затраты на приобретение расходных материалов;
- затраты на оплату труда;
- затраты на страховые взносы;
- затраты на амортизационные отчисления;
- накладные расходы.

7.1 Расчет затрат на приобретение оборудования

Оборудование предназначено для непосредственного проведения лабораторных работ с целью определения физико-химических свойств кислотных составов. Также может использоваться в качестве вспомогательных элементов для улучшения качества и скорости проведения физико-химических анализов.

Согласно правилам п. 5 ПБУ 6/01 «Учет основных средств» разрешено отражать основные средства, первоначальная стоимость которых не превышает установленного лимита, в составе материально-производственных запасов. Величина лимита составляет 40 тысяч рублей. Это значит, что объекты до 40 тысяч рублей можно принять к учету одним из двух способов: либо как основные средства, либо как МПЗ. В данной работе оборудование стоимостью меньше 100 тысяч рублей приравнено к основным средствам.

Стоимость оборудования представлена в таблице 16. Стоимость доставки уже включена в единицу стоимости оборудования.

Таблица 16 – Стоимость перечня оборудования

Наименование	Кол-во	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, (Зд), тыс. руб.
Сушильный шкаф для проведения испытаний термостабильности	3	50290	150870
Сталагмометр СТ-2	1	41880	41880
Криостат (до -50 °С)	1	200000	200000
Итоговая цена оборудования и материалов			392750

7.2 Расчет затрат на приобретение расходных материалов

Величина расходов, затраченных на приобретение материалов, используемых, непосредственно, в лабораторных работах, рассчитывается по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх}i} ;$$

где: m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы

Коэффициент k_T , описывающий транспортные расходы на доставку материалов принимается минимальным, равным 15 % (т.е. $k_T = 0,15$) от самой

стоимости этих материалов. Минимальный уровень стоимости доставки объясняется тем, что все материалы и изделия находятся в городе, где проводятся испытания.

Все рассчитанные материальные затраты, необходимые для проведения лабораторных работ, направленные на изучение физико-химических свойств, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Стоимость материалов для лабораторных исследований

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (ЗМ), руб.
Стеклянные баночки 100 мл	Шт	150	78	11700
Стальные пластины для коррозионных исследований Ст 20	Шт	200	108	21600
Игла для сталагмометра СТ-2 прямая	Шт	3	509	1527
Игла для сталагмометра СТ-2 изогнутая	Шт	1	600	600
Мраморные таблетки	Шт	100	170	17000
Сито 200 меш	Шт	3	1750	5250
Чашка Петри	Шт	150	42	6300
Колба Бунзена	Шт	150	232	34800
Воронка Бюхнера	Шт	150	325	48750
Перчатки резиновые	Уп	5	650	3250
Суммарная стоимость				150777
Итого, с учетом транспортных расходов (15 %)				173393,55

Таким образом, стоимость приобретения материалов для проведения лабораторных работ по расчетам составила 173393,55 руб.

7.3 Амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для оборудования выбираем согласно Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [15].

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений при использовании криостата

Месяц	Остаточная стоимость, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
Июнь	200000	6667
Июль	193333	6444
Август	186889	6230
Сентябрь	180659	6022
Октябрь	174637	5821
Ноябрь	168816	5627
Декабрь	163189	5440
Январь	157749	5258
Февраль	152491	5083
Март	147408	4914
Апрель	142494	4750
Итого		62256

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений при использовании сушильного шкафа

Месяц	Остаточная стоимость, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
Июнь	50290	1676
Июль	48614	1620
Август	46993	1566
Сентябрь	45427	1514
Октябрь	43913	1464
Ноябрь	42449	1415
Декабрь	41034	1368
Январь	39666	1322
Февраль	38344	1278
Март	37066	1236
Апрель	35830	1194
Итого		15653

Таблица 20 – Расчет амортизационных отчислений при использовании Сталагмометра СТ-2

Месяц	Остаточная стоимость, руб.	Амортизационные отчисления, руб.
Июнь	41880	3490
Июль	38390	3199,17
Август	35190,83	2932,57
Сентябрь	32258,26	2688,19
Октябрь	29570,08	2464,17

Ноябрь	27105,9	2258,83
Декабрь	24847,08	2070,59
Январь	22776,49	1898,04
Февраль	20878,45	1739,87
Март	19138,58	1594,88
Апрель	17543,69	1461,97
Итого		25798,28

Общая сумма амортизационных отчислений с учетом всех видов оборудования составила 103707,3 руб.

7.4 Затраты по основной заработной плате

Данная статья расходов включает основную заработную плату научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Для выполнения работ привлекались 1 руководитель, 2 инженера и 2 лаборанта.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где: Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 21 – Рассчитанные должностные месячные оклады

Исполнители	Разряд	k_t	Z_{tc} , руб.	Z_m , руб
Руководитель	4	2,18	13080	25500
Инженер	3	1,68	10080	19700
Лаборант	1	1	6000	11700

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где: Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

Фд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 22).

Таблица 22 – Годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в 2016 г.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер	Лаборант
Календарное число дней	365		
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	98	118	118
Потери рабочего времени, дни			
- отпуск	48	24	24
- невыходы по болезни	16	18	10
Действительный годовой фонд рабочего времени, дни	203	205	213

Произведя расчет с учетом годового фонда рабочего времени, получим среднедневную заработную плату для каждого рабочего (таблица 23).

Таблица 23 – Среднедневная заработная плата для научно-технического персонала

Исполнитель	Руководитель	Инженер	Лаборант
Среднедневная ЗП, руб.	1307	1074	615

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$$

где: $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 24);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Таблица 24 – Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим персоналом

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер	Лаборант
Календарное число дней	с 01.06 по 31.12 2017 г.	214	
	с 01.01 по 31.04 2018 г.	120	
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	с 01.06 по 31.12 2017 г.	36	65

	с 01.01 по 31.04 2018 г.	24	37	
Потери рабочего времени, дни - отпуск невыходы по болезни	с 01.06 по 31.12 2017 г.	5	20	-
	с 01.01 по 31.04 2018 г.	2	-	5
Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в период с 01.06.2017 по 31.04.2018 г., раб. дн.		267	212	207

Произведя расчет с учетом продолжительности работ для каждого научно-технического работника, получим основную заработную плату работника за период с 01.06.2017 по 31.04.2018 г. (таблица 25).

Таблица 25 – Основная заработная плата для научно-технического персонала за период с 01.06.2017 по 31.04.2018 г

Исполнитель	Руководитель	Инженер	Лаборант
Основная ЗП, руб.	348969	227688	127305

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, непосредственно участвующего в проводимых работах, составляют 1058955 руб. (один миллион пятьдесят восемь тысяч девятьсот пятьдесят пять рублей).

7.5 Затраты на единовременные выплаты в связи со сдачей этапа

В результате работы были понесены затраты на единовременные выплаты работникам денежных средств в связи со сдачей промежуточного этапа. Следовательно, при расчете затрат на проведение данной экспериментальной работы необходимо их учесть. Результаты затрат на единовременные выплаты в связи со сдачей этапа, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Суммы единовременных выплат

Исполнитель	Сумма выплаты, руб.
Руководитель	80 000
Инженер	70 000
Лаборант	60 000

7.6 Отчисления во внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам государственного страхования

(ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. Согласно классификации видов экономической деятельности, устанавливается страховой взнос 0,2 % [15].

Таблица 27 – Размер обязательных отчислений страховых взносов

Вид затрат	Руководитель	Инженер	Лаборант
Основная ЗП, руб.	348969	227688	127305
Единоразовые выплаты, руб.	80 000	70 000	60 000
Размер страховых взносов, руб.	129548,6	89901,8	113132,2
Суммарные страховые взносы для всего персонала составили			422484,4

7.7 Накладные расходы

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими в предыдущие статьи расходов, такие как печать, ксерокопирование материалов исследований, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Она рассчитывается согласно формуле:

$$З_{накл} = k_{пр} \cdot \sum_6^1 З_i$$

где: $k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 20 % (т.е. 0,20).

$$З_{накл} = 0,20 \cdot (382750 + 173393,55 + 1058955 + 340000 + 419686,5 + 103707,3) = 495698,5$$

7.8 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта

Величина бюджета на лабораторный комплекс исследований является нижним пределом по уровню затрат, который защищается научной организацией при формировании договора с заказчиком.

Бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований и получения, в конечном итоге, результата в виде выбранного кислотного состава, который позволит увеличить проницаемость призабойной зоны скважины.

Таблица 28 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Затраты на оборудование	382750	Пункт 7.1
Затраты на расходные материалы	173393,5	Пункт 7.2
Амортизационные отчисления	122215,5	Пункт 7.3
Затраты по основной заработной плате	1058955	Пункт 7.4
Затраты по дополнительной заработной плате	340000	Пункт 7.5
Отчисления во внебюджетные фонды	422484,4	Пункт 7.6
Накладные расходы	495698,5	Пункт 7.7
Итоговая величина затрат	2992699	Сумма ст. 1-7

Бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы по подбору оптимального кислотного состава составил 2992699 руб.

7.9 Рентабельность проведения лабораторных анализов

Производится расчет рентабельности данных лабораторных исследований [1]

$$\Delta\Pi = \left(C_{0(1mn)} - C_{n(1mn)_2}^{об} \right) * q'_n - \left(C_{0(1mn)} - C_{n(1mn)_1}^{об} \right) * q_n$$

где $C_{п(1тн)1}^{об}$ – полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти до реализации технологического мероприятия, руб.

$C_{п(1тн)2}^{об}$ – полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти после реализации технологического мероприятия, руб.

q'_H – годовой объем добычи нефти после реализации технологического мероприятия, тыс. тн.

Значение q'_H определяется по формуле:

$$q'_H = q_H + \Delta q_H;$$

где q_H – годовой объем добычи нефти в результате реализации технологического мероприятия, тыс. тн.

Δq_H – годовой прирост добычи нефти в результате реализации технологического мероприятия, тыс. тн.

Калькуляция реализации технологического мероприятия приводится в таблице 29 -30.

Таблица 29 Калькуляция себестоимости добычи нефти

№ п/п	Наименование статей затрат	Обозначение	Затраты	
			На годовой объем добычи, т.руб	руб/тн
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	$Z_э$	110853,75	105,58
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	$Z_{и}$	161684,25	153,99
3	Основная заработанная плата произведенных работ	$Z_о$	17304,00	16,48
4	Отчисления на социальные нужды, 30% + страхование от несчастных случаев (0,2 %)	$H_{соц}$	4326,00	4,12
5	Амортизация скважин	$A_{скв}$	26496,75	25,24
6	Арендная плата за скважины	$A_{пл}$	56778,75	54,08
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	$Z_{ст}$	339050,25	322,91
8	Расходы по технологической подготовке нефти	$Z_{тп}$	388258,50	369,77
9	Расходы на подготовку и освоение производства	$Z_{по}$	50830,50	48,41
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	$Z_{сэ}$	1205872,50	1148,45
11	Цеховые расходы	$Z_{ц}$	107068,50	101,97
12	Прочие производственные расходы	$Z_{пр}$	2692394,25	2564,19
13	Производственная себестоимость	$C_{пр(вал)}$	5160918,00	4915,16
	а) производственная себестоимость валовой добычи нефти [$\Sigma \text{затрат}(1 \div 12)$] б) производственная себестоимость товарной	$C_{пр(тов)}$ $C_{нп}$	 5038708,50	 4798,77

	добычи нефти [$C_{пр(вал)} - C_{нп}$], где $C_{нп}$ - себестоимость нефти, используемой на собственные нужды, и нефти, теряемой в процессе подготовки и хранения		122209,50	116,39
14	Коммерческие расходы	Z_k	30282,00	28,84
15	Управляемые расходы	Z_y	338509,50	322,39
16	Полная себестоимость товарной добычи нефти [$C_{нп(тов)} + (Z_k + Z_y)$]	C_p	5407500,00	5150,00

Для расчета показателей экономического эффекта необходим учет исходных данных по добыче нефти. Сводный анализ отобранных показателей для проведения оценки эффективности проведения обработки призабойной зоны пласта приведен в таблице 30.

Таблица 30 Сведения по добычи нефти до реализации технологического мероприятия

№ п/п	Наименование, единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Годовой объем добычи жидкости, тыс. т	$Q_{ж}$	5325,00
2	Годовой объем добычи нефти, тыс. т	$Q_{н}$	1050,00
3	Действующий фонд скважин, скв.	Φ	800,00
4	Доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости товарной добычи нефти	$\alpha_{упр}$	0,31
6	Относительная цена 1 т нефти	$Ц_о(1тн)$	9200

Для проведения экономической оценки использования технологического мероприятия результаты расчетов сводятся в таблице 31

Таблица 31. Оценочные показатели экономического эффекта.

№ п/п	Наименование	Обозначения	Ед. измер.	Значения оценочных показателей	
				До реализации мероприятия	После реализации мероприятия
1	Годовой объем добычи нефти	$q_n; q'_n$	тыс.т. н.	63,00	72,5
2	Полная себестоимость товарной добычи 1т. нефти	$C_{п(1тн)}^{об}1; C_{п(1тн)}^{об}2$	руб.	5958,91	5795,84
3	Годовой прирост прибыли	$\Delta П$	тыс. руб.	30044,81	

Расчет относительных значений оценочных показателей следующий:

1. Годовой прирост добычи нефти в результате технологического мероприятия (Δq_n), %

$$\Delta q_n = (q'_n/q_n - 1) \cdot 100;$$

$$\Delta q_n = (72,5/63,00 - 1) \cdot 100 = 15 \%$$

2. Снижение полной себестоимости товарной добычи 1т. нефти после реализации технологического мероприятия ($\Delta C_{обп}(1тн)$), %

$$\Delta C_{обп(1тн)}^{об} = (1 - C_{обп(1тн)2}^{об}/C_{обп(1тн)1}^{об}) \cdot 100;$$

$$\Delta C_{обп(1тн)}^{об} = (1 - 5795,84/5958,91) \cdot 100 = 2,74(\%)$$

3. Годовой прирост прибыли в результате реализации технологического мероприятия ($\Delta П$), т. руб.

$$\Delta П = (\ddot{O}_{0(1\delta i)} - \tilde{N}_{i(1\delta i)_2}^{ia}) * q'_i - (\ddot{O}_{0(1\delta i)} - \tilde{N}_{i(1\delta i)_1}^{ia}) * q_i$$

$$\Delta П = (8530,00 - 5795,84) \cdot 69,10 - (8530,00 - 5958,91) \cdot 63,00 = 26951,79(\text{руб.})$$

В результате реализации кислотной обработки годовой объем добычи нефти увеличился на 15 % и составил величину 72,5 тыс.т.н. В проекте это может обеспечить снижение полной себестоимости товарной добычи 1 т нефти с 5958,91 руб. до 5795,84 руб. (на 2,74 %) и гарантирует годовой прирост прибыли в размере 26951,79 тыс. руб. Окупаемость полного объема лабораторных исследований составляет 40 дней.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной работы является применение кислотных составов на Новопортовском месторождении</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>Анализ вредных производственных факторов. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Недостаточная освещенность. Повышенный уровень шума на рабочем месте. Анализ опасных производственных факторов Электробезопасность. Поражение электрическим током Механические опасности Аппараты под давлением</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.</p>

	- анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	- перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка, так как местность болотистая. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	- характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику, работающему на месторождении по пол литра молока в день. - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич		

8. Социальная ответственность

8.1. Анализ вредных производственных факторов

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через неплотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

8.1.2. Отклонение показателей климата открытом воздухе

Больше всего осадков выпадает весной и осенью. Лето здесь довольно засушливое, грунт здесь песочный, поэтому при сильном ветре песок распространяется везде. Периодически случаются ливневые дожди. Зима довольно холодная, продолжается с октября до конца апреля. Средняя температура января составляет -20°C , а самая низкая была зафиксирована -54°C . Снежный покров держится с ноября до мая. Реки замерзают и покрываются слоем льда уже к концу ноября. Весна в Сургуте прохладнее чем осень. Летний период не очень теплый, средняя температура июля составляет всего $+18^{\circ}\text{C}$.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 Воздух рабочей зоны.

8.1.3 Недостаточная освещенность

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях

немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия системы освещения.

8.1.4 Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

По воздействию шума на органы слуха различают три формы: утомление, шумовая травма и профессиональная тугоухость.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия). При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению.

8.1.5 Вредные вещества

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Таблица 32 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ [16]

Вредное вещество	ПДК, мах.разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

В таблице представлена основные вредные и опасные производственные факторы, имеющие место быть в нефтяной отрасли.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка реагента посредством МБРХ, СУДР	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НПП
Опрессовка нагнетательной линии МБРХ,	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО

закачка химического реагента под давлением			«Гомскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Обработка скважин и обсуживание СУДР в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка скважин и обсуживание СУДР в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания медведей, клещей	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

8.2. Анализ опасных производственных факторов

8.2.1. Электробезопасность. Поражение электрическим током

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля. Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы.

Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

8.2.2. Механические опасности

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность, например, станки-качалки штанговых глубинных насосов, буровые установки, машины и оборудования для капитального ремонта скважин (КРС). Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты [8].

8.2.3. Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень

давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением, например, блог водораспределительной гребенки (БВГ).

8.3. Охрана окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления);
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место

загрязнения почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

8.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию Термохимической установки и резервуарного парка являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;

Наиболее опасные места на территории цеха:

- резервуарные парки: РВС-1-8, РВС-9-11, РВС-16-19.
- сырьевая насосная ТХУ-1, сырьевая насосная ТХУ-2, товарная насосная, нефтяная
- насосная очистных сооружений, канализационная насосная, насосная подтоварной воды, -насосная реагентного хозяйства.
- площадки печей нагрева ПТБ-10, включая ГРУ.
- площадки узлов учета нефти.
- склад хранения деэмульгаторов.
- арочник ТПУ-1600.
- заглубленный резервуар ЖБР-400.

- шламонакопитель.
- воспламенение веществ и оборудования;
- стихийные бедствия и т.п.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;

- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;

- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;

- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;

- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;

Газосигнализаторы СТМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20 % и 40 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

8.5. Организационные мероприятия по промышленной безопасности

8.5.1. Организационные мероприятия

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схеме,
- Технологические перерывы,

- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
 - Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК)
 - Проведение повторных инструктажей по технике безопасности
- Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ. Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

8.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в

соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РК запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Литература

1. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. № 5. 2012г.
2. [Электронный ресурс.] – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Новопортовское_месторождение
3. И.А Плесовских, И.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук, В.С. Бочкарев особенности геологического строения северной части западно-сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья. Научный журнал геология и геофизика. Тюмень 2009-1025-1030 с.
4. Брехунцов А.М., Кучеров Г.Г., Стасюк М.Е. Тип коллектора в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской поисковой зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. - №7.
5. Журавлев Е.Г., Облеков Г.И. Гипергенная газоносная формация фундамента Новопортовского месторождения // Геология нефти и газа. – 2000, №5, с.39-43.
6. Кузьминов В.А., Пименова Л.В., Соловьев Н.Н., Салина Л.С. Районирование территории севера Западной Сибири по степени субвертикальной флюидопроницаемости осадочной толщи пород/ Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. М., ВНИИГАЗ, 2000, с.162-168.
7. Скоробогатов В.А., Фомичев В.А. Геологическая модель и условия формирования Новопортовского газоконденсатного месторождения // Геологическое моделирование газовых месторождений. М., ВНИИГАЗ, 1986, с.23-31.
8. Подопригора Д.Г. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных терригенных пород-коллекторов / Д.Г. Подопригора, Д.В. Мардашов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. №6. – [Электронный ресурс.]–Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p162-178_PodoprighoraDG_ru.pdf

9. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М.Дрофа // Георесурсы. 2010. № 1(33). – С. 7-10.

10. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: Недра, 1978. – 256 с.

11. Блажевич В.А. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин / В.А. Блажевич, В.Г. Уметбаев. М.: Недра, 1985. – 208 с.

12. Басарыгин Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с

13. Цыганков В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: диссертация кандидата технических наук: 02.00.11 / Цыганков Вадим Андреевич. - Москва, 2011. – 162 с.

14. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. Пособие для студентов вузов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков и др. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.

15. Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» ред. от 29.12.2015.

16. Белов С.В. «Безопасность жизнедеятельности» М., Высшая школа, 1999г.

Приложение I

Selection of acid composition for treating the bottomhole formation zone for the conditions of the Novoportovskoye oil and gas condensate field

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Захаров Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Руководитель-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н		

General information about the oilfield

The northernmost and one of the largest oil and gas condensate fields being developed on the Yamal Peninsula. It is located in the Yamal district of the Yamal-Nenets Autonomous District, 360 km northeast of the city of Salekhard, 30 km from the coast of the Ob Bay. Its recoverable reserves of categories C1 and C2 are more than 250 million tons of oil and condensate, as well as more than 320 billion cubic meters of gas (taking into account Paleozoic reservoirs) [2].

Stratigraphy

The geological section of Novoportovsk oil.

The reservoirs are composed of a thick (more than 3,000 m) thick sedimentary terrigenous rocks, underlain by effusives of permo-Triassic age.

The Jurassic system is represented by the lower, middle and upper divisions.

In the top of the Tyumen suite (lower and middle Jurassic) lies the oil bearing layer US₂, composed of alternating sandstones of dark gray dense, thin - and fine-grained, hard-cemented. The capacity of the Tyumen suite is 260 m.

Vasyuganskaya, Georgievskaya and Bazhenovskaya suites make up the upper section of the Jurassic system.

At the base of the Vasyugan suite there are dark, thin-brushed argillites. The upper part is composed of alternating dark gray sandstones, siltstones and mudstones. In the roof of the suite there is a sandy layer of US₁. The thickness of the formation is about 40 m.

The Georgievskaya suite is represented by black mudstones with numerous remains of fish. There are single interlayers of clay limestone.

The thickness of the suite is 2-7 m.

Bazhenov suite is composed of dark gray, black with a brown shade of bituminous argillites. In the wells that opened the Bazhenov suite on Novoportovsk Square, there is a lack of rocks characterized by high resistance. The thickness of the Bazhenov suite is 10-15 m.

Reservoirs of the Cretaceous system are represented by two sections: the lower and upper sections. The lower section is composed of the sediments of the Variety, Ust-Balyk, Sangopay Formations.

At the base of the Sortamskaya suite lies Podamyamovskaya bundle, represented by mudstones of dark gray, slightly - mica. Above lies the Achimov strata, represented by the alternation of sandstones and siltstones with argillites.

The productive reservoirs of the Achimov stratum are revealed only on the Piltun Square. The thickness of the layer reaches 130 m.

The overlying strata of rocks are composed mainly of clayey rocks, with interlayers of sandstones, in the section of which the productive layer BS₁₀ is distinguished, which is covered by clays of the Cheuskin pack. In the thickness of these clays in the Novoportovsk reservoir, an oil bearing layer BS₁₀, sandwiched by gray, fine-grained with interbeds of mudstones and siltstones, was identified. The total thickness of the suite is 480 m.

The Ust-Balyksky Formation uniting the sandy layers of the "B" group, is represented by interstratification of sandstones, mudstones and siltstones. In the roof of the suite there is a Pim clay pack. The thickness of the formation is 500 m. In the section of the Sangopai suite composed of sandstones, argillites and siltstones, a number of sand layers AS4-12 are allocated. Layers AC4, AC7-8, AC9 and AC10 at Novoportovsk oil.

The reservoir is industrially oil and gas bearing.

The Alym suite is located at the base of the Aptian stage and is composed of mudstones dark gray, almost black with thin interlayers of sandstones and siltstones. The thickness of the Alim formation is up to 130 m.

The lower part of the Pokursky suite, belonging to the Aptian-Albian stage, is represented by the alternation of sandstones, siltstones, argillite-like clays and mudstones. In the upper part of the suite, belonging to the Cenomanian age, a powerful sandy-aleuritic-argillaceous strata of rocks are distinguished. The waters of these reservoirs are used for pumping into oil reservoirs. The thickness of the suite is 850m.

The Upper Cretaceous Division (the Cenomanian stage, the tops of the Kura River suite) is represented by an alternation of sands, sandstones, gray siltstones with clays. The thickness of the reservoirs is 221-266 m.

Kuznetsovskaya suite, represented by dark gray clays, is confined to the marine reservoirs of the Turonian stage. The thickness of the formation is 11-29 m.

The Berezovsky suite (the Cognac, Campanian and Santonian tiers) is divided into two subsuites: the lower one - the obovate and the upper one - the clayey. The total thickness of the reservoirs of the suite is 123-141 m.

Gankin Formation (Maastrichtian and Danish tiers) in the lower part is clayed dark gray, almost black, and in the upper part - clay gray with a greenish-bluish tint. The thickness of the reservoirs is 43-64 m.

Paleogene system.

The Talitsa suite (Paleocene section) is composed of clays dark gray, homogeneous, sometimes silty. The thickness of the suite is up to 137 m.

The Lyulinvorskaya suite (Eocene section) is represented by dark gray and gray clays with glauconite nests. The thickness of the formation is 150-200 m.

The reservoirs of the Tavdin suite (lower Oligocene) are represented by clays green, silty with interbeds of clay siderite. The thickness of the reservoirs is 170 m.

Atlim suite (lower Oligocene) is represented by sands of light gray with interlayers and lenses of brown coal. The thickness of the suite is up to 100 m.

Novomikhailovsky suite (middle Oligocene) is represented by alternation of brownish-gray clays with sandstones and siltstones light gray, fine-grained with interbeds of brown coal. Power up to 80 m.

The Turtas Formation (Upper Oligocene) is composed of strongly clayey gray siltstones, about 40 m thick.

The quaternary system is represented by sediments of peat, silt, and lacustrine-alluvial loesslike loams. The thickness of the reservoirs is 35-40 m [3].

Characteristics of oil and gas reservoir

The Novoportovsk field is located in the central part of the Surgut arch, where the geological section is characterized by a wide range of oil and gas - beginning with the Jurassic reservoirs and ending with the Lower Cretaceous sediments, oil reservoirs were detected in the horizons UC₂, BC₁₀, AC₁₀, AC₉, gas-oil - in AC₇₋₈, gas in the reservoir AC₄.

The reservoir is US₂. In the field under consideration, the Tyumen suite is opened in 12 wells - 30p, 46p, 47p, 48p, 74p, 562, 754, 907.

Within the Novoportovsk area, the Tyumen Formation sediments were opened in 9 wells, tested in six. In the Piltanka area, the UC₂ layer was opened with two wells (13pl and 82pl). Industrial inflows are not received. Despite the oil-saturated thicknesses identified in the GIW, reservoirs of the UC₂ layer have been referred to as unpromising.

After 1997, in addition to the Jurassic reservoirs, well 4405p was drilled. When testing the formation in the interval 2729.5-2738.5 m (2648.9 - 2657.9 m), the inflow of oil with a flow rate of 5 m³/ day at N_d - 798 m was obtained. The well was drilled within a small uplift in the southern part of the reservoir, which is allocated by seismic [4].

In the construction of a three-dimensional model for the UC₂ layer of the Novoportovsk field, taking into account seismic data and drawing of the data from the drilling of wells 754, 907, 30p, 2019p of the Dunaevsky reservoir, elevated areas separated by deflections were noted. The sandstone replacement zone, stretched from north to south-west, was discovered. The presence of a zone of absence of reservoirs is confirmed by the results of the test (in well 754 there was no inflow from the reservoir). At the Novoportovsk field, the oil-saturated thicknesses in the UC₂ reservoir are identified by GIW in seven wells. They vary from 0.6 to 3.2 m. The bed is oil saturated to the soles. When testing the UC₂ formation in these wells, industrial oil inflow was obtained only in well 4405p. The oil-saturated thickness in

the borehole was 1.6 m. Thus, at present only the section of the reservoir in the area of wells 4005p is of industrial interest.

Reservoir formation BS₁₀. In the Severo-Minchimkin uplift in the thickness of the Cheuskin clays, a BS₁₀ layer is distinguished, represented by small sand lenses, opened in wells 17r, 3p, 267, 298, 323, 907. In wells 18r, 46p, 49p, 59p, 329, 568, 754, 832 1149 layer BS₁₀ is represented by a non-selector. In the time since the previous calculation of reserves, drilling was not conducted within these reservoirs. Structural structures are made taking into account the drilling of wells and seismic data. Therefore, the location of the reservoirs did not change. Parameters remain the same.

Reservoir formation BS₁₀. The oil-bearing capacity of the main productive formation BS₁₀ is confined to the northwestern, southeastern and southwestern slopes of the Novoportovsk Uplift, as well as to the Piltun and Peak Uplifts.

In the previous reports, four stratified lithologic screened reservoirs were identified within Novoportovsk and Peak Uplifts and one reservoir-reservoir, within oil-saturated - from 3 (wells to 8 pl) to 22.8 m (well № 208pl). The number of reservoirs and their location remained unchanged.

Since the previous calculation of reserves in the region of the Pilant Uplift, 3b, 10pl-2, 8pl-3 wells have been drilled (the water-saturated layer from the roof has been opened, which was confirmed by the approved oil-bearing contour) and 18pl-2 (the non-reservoir was opened, limits of the reservoir).

It should be noted that in connection with the structural constructions the boundaries of the reservoirs, their sizes and their heights have changed insignificantly. Reservoir 1 is located in the well 18p. The average elevation of the WOC is assumed at -2243 m. The reservoir size is 1.8 x 2.3 km, height is 8 m. Reservoir 2 is located in the area of exploration wells 49, 47 and 55. The results of testing and interpretation of GRW materials were used to justify the WOC.

In the 49P well, when testing the interval 2272-2312 (2190.2-2230.2), an oil inflow was produced with a flow rate of 17.4 m³/day on a 3 mm choke, according to the GIW, the reservoir was oil saturated to -2237.8 m. In the well 572, the oil-

saturated reservoir base on the GIW was uncovered at - 2226.1 m, the roof of the water-saturated reservoir was 2234.7 m. In the well 503 in the GIW, the reservoir is oil-saturated to - 2238.8 m, water-saturated from - 2246.8 m. The reservoir is accepted at -2,238 m. The reservoir size is 3.1 x 5.4 km, the height is 40 m.

The reservoir 3 is located in the area of exploratory wells 52, 51, 906 and 920, the average elevation of the WOC corresponds to the earlier and accepted at -2,297.6 m. The reservoir size is 6.0 x 8.0 km, height 58.6 m.

The reservoir 4 is located in the area of exploratory wells 418 and 902. the average elevation of the WOC corresponds to the earlier approved and accepted at - 2966.7 m. The reservoir size is 3.5 x 2.8 km, the height is 20.7 m.

The Platan uplift reservoir is located in the area of exploratory wells 41, 42. The average elevation of the WOC is assumed at -2241 m. The reservoir size is 3.0 x 2.3 km, the height is 10 m.

The reservoir is AC₁₀. In the sandy facies, the AS₁₀ layer is developed almost over the entire area of the reservoir, being replaced by non-collectors only in certain areas. Oil-saturated reservoirs were detected only in the arched parts of the North Minchimkinsky and Novoportovsk uplifts, to which two reservoirs were confined. In determining the outer boundaries of the reservoirs, the oil-saturated thicknesses and the results of drilling the wells of the waterfowl were taken into account. On the perimeter, reservoirs are delineated by boreholes that have opened a water-saturated layer from the roof. Reservoir 1 is located on the North Minchimkin uplift. The boundaries were refined. In some wells drilled within reservoir 1, the boundary between AS₉ and AC₁₀ is changed. The oil-saturated reservoirs that belonged earlier to the AS₁₀ formation moved to the AS₉ formation and vice versa. The need for re-correlation arose in the process of constructing a three-dimensional geological model, since the ambiguity in the choice of the interface between these layers led to an incorrect joining of interlayers in the bulk model. The reservoir-layer reservoir located within the Novoportovsk uplift has broken up into three sections. The size of the reservoir is 3.5 x 3.1 km, the height of the model. The reservoir-layer reservoir

located within the Novoportovsk uplift has broken up into three sections. The reservoir size is 3.5 x 3.1 km, height is 13.9 m [5].

Two small ones separated from the main reservoir: on the eastern wing - reservoir 3 and in the south - reservoir 4.

The reservoir 3 separated from the reservoir 2 by a small deflection, within which the drilled wells opened a water-saturated layer from the roof. The reservoir is a reservoir, the size is 0,8 x 0,8 km, the height is 11 m. The reservoir 4 in the north is separated from the reservoir 2 by the zone of absence of collectors, and in the south it is controlled by the boreholes that opened the water-saturated collector. The reservoir is lithologically shielded, its dimensions 0.6 x 0.6 km, height 12.3 m.

Reservoir formation AC₉. The sandstones of AS₉ are developed over the whole area, except for well № 150, where the reservoir is represented by a non-collector.

The oil reservoirs in the AS₉ reservoir were confined to the Novoportovsk and Severo-Minchimka uplifts. A small-sized reservoir is identified in the eastern part of the reservoir and two reservoirs - to the west of the North Minchim uplift.

The stratum is completely drilled on the operating grid. In this report, as a result of structural designs, all the reservoirs have merged into a single one with one WOC. There are five water-saturated areas within the reservoir, which are discovered by wells at low elevations. In determining the outer boundaries of the reservoir, the oil-saturated thicknesses and the results of drilling the wells of the waterfowl zone were taken into account. On the perimeter, the reservoir is delineated by boreholes that have opened a water-saturated layer from the roof. The marks of the water-saturated reservoir fluctuate in a wide range from -1898 to -1921 m. When determining the average WOC mark, wells that have opened water-oil contact, as well as wells with minimal curvature were taken into account. The average elevation of the WOC was -1903 m. The total thickness of the AS₉ formation varies from 15.4 m to 32.5 m. The effective thickness reaches 28.1 m, the oil saturated - 17.6 m. The reservoir is a reservoir-vault, its dimensions are 13.5 x 7,2 km, the height of 35 m.

The reservoir is AC₇₋₈. The large oil and gas reservoir of the AS₇₋₈ reservoir is confined to the Severo-Minchimkinsky and Novoportovsk uplifts with a single oil-bearing contour, and has four gas caps. The total thickness of the reservoir varies from 15 to 20 m. The reservoir has a rather complex structure. In general, the section of the formation can be divided into three types: in some sections of the reservoir, a monolithic sand layer AC₇ is excreted in the roofing part of the sequence, the plantar part is represented by a frequent alternation of mudstones and siltstones; on the other, the sand layer AS₈ is developed in the base of the strata, and the upper part of the section consists of intercalation of argillite-siltstone rocks; on the third - small interlayers of sandstones are allocated in the roof and the sole, and between them the frequent alternation of siltstones, mudstones and sandstones. The formation of the AS₇₋₈ formation extends beyond the Novoportovsk field and unites without a break in the oil-bearing contour in the west - with Bystrinsky and in the east - with the Dunaevskoye reservoirs. The average elevation of the WOC was -1903 m. The average elevation of the GOC is 1873 m. Reservoir reservoir-summary. Its dimensions are 23.0 x 14.7 km, height 62.0 m.

Form AS₄. The roof of the reservoir in the AS₄ reservoir is exposed at elevations from -1768 to -1825 m. Gas-saturated sandstones of the reservoir are identified by repeated measurements of radioactive logging in the vault of the Novoportovsk uplift. The roof of gas-saturated reservoirs is opened at elevations from -1768.5 to -1815.7 m. Effective thicknesses range from 0.6 to 8.2 m, gas-saturated ones reach 4.8 m. The GOC is not opened in any well directly in the reservoir. In the wells drilled in the gas-water zone the lowest mark of the soles of the gas-saturated reservoir is 1811.9 m, the highest mark of the water-saturated interlayer is 1792.7 m. The section between gas and water varies in the range 0.3-5.5 m. The gas-water contact in the average is defined at -1800 m.

The reservoir is a reservoir-vault, small size 3.5 x 2.0 km, height 19 m.

Petroleum layer AS₇₋₈. The reservoir properties of AS₇₋₈ are studied from the sections of 31 wells, incl. two characterized the gas-saturated part of the section and

25 oil saturated. After calculating the reserves of 1994, the core of the well 1346 was further studied and generalized, and the data on the core of the Piltanskaya Square (wells 13pl, 41p, 70p, 71p, 75p, 82pl) were jointly summarized.

Wells in the area of the field are uneven: the central core and the south-eastern part of the reservoir are not characterized by the core; the south-western part is characterized only by aquifer wells (wells.51p, 52p 56r).

The total effective thickness studied is 134.4 m, with 1 meter of 2.7 definitions of K_p and 1.8 and 2 definitions of K_p and K_{vs} , i.e. density of analyzes within the optimal range.

The porosity of the reservoir varies from 18.1% to 30.3% and, on average, to 367 determinations, is 23.8%. Compared with the calculation of reserves (1994), the average value slightly decreased (it was 24.1%), apparently due to the Piltun wells, the average porosity value of which is 23.3%. Most of the rocks in the AS7-8 formation (79% frequency) have a porosity of 22-28%, rocks with a porosity of more than 28% occur in isolated cases (1.6% frequency).

The porosity of the gas-saturated part of the reservoir is on the average 22.4% (possibly understated, because it is characterized only by 25 samples). For oil-saturated and water-saturated parts, the average values of K_p are higher: 23.7% and 24.5%, respectively.

The filtration properties of the reservoir vary mainly from 1.9×10^{-3} mkm to 154×10^{-3} mkm and only 8 samples (3.6% frequency) of the rock have a permeability higher (up to 978×10^{-3} mkm). On average, the permeability is $53 \cdot 10^{-3}$ mkm. In most cases, the formation rocks are related to IV ($K_{pr} 10-100 \cdot 10^{-3}$ mkm) and V ($K_{pr} 1-10 \cdot 10^{-3}$ mkm) permeability classes, in the reservoir they are 53.6% and 35.7%, respectively.

Sometimes there are more permeable differences of rocks with K_{pr} above $100 \cdot 10^{-3}$ mkm - their 10,7%, incl. According to the cuts of two wells, 139p and 307, collectors with K_{pr} are more than $300 \cdot 10^{-3}$ mkm (frequency 2,6%).

According to the gas-saturated and oil-saturated sections of the section, the permeability is on the average $30 \cdot 10^{-3}$ mkm and $59 \cdot 10^{-3}$ mkm, respectively, along the water-bearing part $33 \cdot 10^{-3}$ mkm.

The average values of K_p for wells vary quite widely: from 21.2% (well.71p at the Piltanka area) to 29% (well № 355 in the southeast of the Novoportovsk field), but in most cases they are 24-26%. The mean values of K_p for the wells vary from $3 \cdot 10^{-3}$ mkm² (well.239) to $187 \cdot 10^{-3}$ mkm² and per one well (bld.139p) the permeability is anomalous $568 \cdot 10^{-3}$ mkm². In most cases, the average values of K_p are $30-60 \times 10^{-3}$ mkm, for 5 wells they are below 10×10^{-3} mkm. The water-holding capacity of rocks varies from 18% to 70% and on average is 43%, most often (61%) is 25-45.

Petroleum layer 1. The reservoir properties of AS9 are studied from the sections of 10 wells, incl. 8 the productive part of the section is characterized. No new wells have been drilled to the AS9 reservoir, but 11 cores from the section of well № 355 have been additionally studied and generalized, and, in connection with the correlation change, the data for well № 32p, previously related to the AS7-8 formation, are summarized in the AS9 formation.

The total effective thickness studied is 40.8 m, with 1 meter of it accounting for 2.9 K_p determinations and 1.8 and 2 K_p and K_{vs} determinations, i.e. density of analyzes within the optimal range. FES (filtration-capacitive properties) of the AS9 formation is much higher than in the AS7-8 formation.

The porosity varies from 20.8% to 29.6% and, on average, to 120 determinations, is 26.5%. Most of the rocks (at a frequency of 72%) have a porosity of 24-28%, a significant proportion of rocks with a K_p more than 28% - a frequency of 19%. The porosity of the oil-saturated part of the reservoir is on average 26.3%, the mean value for the water-saturated one was higher - 27.4% (probably overestimated).

The filtration properties of the formation vary in the range from 7.5 to $324 \cdot 10^{-3}$ mkm, on average over the reservoir the permeability for 47 determinations is $105 \cdot 10^{-3}$ mkm. In most cases, the formation rocks refer to III (K_{pr} 100-500 10^{-3} mkm)

and IV (Kpr 10-100 10^{-3} mkm) permeability classes, respectively, in the reservoir, 32 and 64%. On the productive part of the section, the average permeability, like porosity, turned out to be lower than for the water-saturated part - 78 10^{-13} mkm and 177 10^{-13} mkm, respectively. But it is possible that the mean values of the FES of the water-saturated part of the section were overestimated due to poor knowledge and 8 samples, and rocks with Kpr less than 43 10^{-3} mkm and Kp less than 26.4% were found to be unexplored, and such rocks, judging by the productive part cut, should be here.

The average values of Kp for the wells vary in a small range: from 26% to 28%, the average values of Kp vary from $42 \cdot 10^{-3}$ mkm (well.219) to $194 \cdot 10^{-3}$ mkm (well .54p, contour). There is no regularity in the change in the filtration-capacitance properties over the area. The water-holding capacity of rocks varies in the range from 21 to 1% and on average is 36%.

The reservoir 2. The reservoir properties of the BS₁₀ layer are characterized by the section of well 323p with two samples.

The average porosity is 21.1%, the permeability is 73×10^{13} mkm. Water holding capacity is studied by one sample and is 26%.

Petroleum layer 3. The reservoir properties of the BS₁₀ layer were studied from the cuts of 8 wells, incl. on all the productive part of the cut is characterized. In addition, the core of the well № 41 pl has been studied and generalized, and the data on the core of the Piltana Square (well 13 pl, 41p, 82pl) are summarized.

The total effective thickness studied is 20.2 m, with 1 m of 4.2 Kp determinations and 2.4 and 2.8 Kp and Kvs determinations, i.e. density of analyzes within the optimal range.

The porosity varies from 22.4% to 26.8% and on the average 85 determinations is 24.5% (the same porosity was obtained by processing the data to the point 1994). Most of the rocks (88% frequency) have a porosity of 22-26%, a significant proportion of rocks with Kp more than 26% - their frequency is 12%. The average value of the porosity of the oil-saturated part of the formation is lower than in the water-saturated part; respectively 24 and 25.7%. The filtration properties of

the formation vary in the range from 7.5 to $324 \cdot 10^{11}$ mkm. The average value of the permeability along the reservoir is $106 \cdot 10^{13}$ microns (according to 47 determinations). In most cases, the formation rocks belong to the III and IV classes of permeability, they in the reservoir are respectively 32 and 64%. On the productive part of the section, the average permeability was lower than for the water-saturated part - $79 \cdot 10^{13}$ mkm and $188 \cdot 10^{13}$ mkm, respectively. But probably the average value of the permeability of the water-saturated part of the section was overestimated (only 8 samples were studied).

The average values of K_p for the wells vary in a small range: from 23% (wells.82PL) to 26% (well. 52p). The mean values of K_p for the wells vary in the range from 7.5×10^{13} mkm (well 13 AP) to 216×10^{13} mkm (well.638). There is a certain pattern in the variability of the FES over the area: low FEC values on the Piltun area (K_p by wells 23-24%), wells 7 - $41 \cdot 10^{13}$ mkm² and much higher than the FES for reservoirs in the southern part of the field (K_p by wells 24-26 %, K_{pr} -103-216 $\cdot 10^{13}$ mkm. The water-holding capacity of rocks varies in the range from 21 to 61% and on average is 36%.

Petroleum layer 4. Collector properties of UC_2 are studied from the sections of 3 wells in five oil-saturated interlayers. The total effective thickness studied is 3.8 m.

The porosity varies from 14.6% to 21.9% and on average 8 determinations is 17.6%. The average values of porosity in the wells are 17.2-18.1%.

The permeability varies from 0.4 to 13.9×10^{13} mkm. The average permeability along the 7 determinations is 4.7×10^{13} mkm.

The water-holding capacity of the studied rocks varies from 52 to 55%, on the average is equal to 53%.

The most productive are AS_4 , AC_{7-8} , AC_9 and AC_{10} , they have optimal reservoir properties (average porosity 25-28%, filtration properties 1.9 - $154 \cdot 10^{13}$ mkm), as well as favorable geological conditions for further application of enhanced oil recovery and maximum final production rates [6].

Reservoir NP₂₋₃

The reservoir of NP₂₋₃ is completely clogged from the northwest and southeast. In the wells in the zone of distribution of reservoirs, the reservoir lies at absolute depths from -1738 m to -2017 m. Within the distribution of the reservoir, four hydrocarbon reservoirs are identified [7].

The main reservoir occupies most of the area of distribution of reservoirs in the reservoir. Oil and gas condensate reservoir, lithologically and tectonically shielded. The length of the reservoir is 25.1 km, the width is 10.1 km, the height of the gas part of the reservoir is 106 m, the height of the oil rim is 51-57 m. Effective gas-saturated thickness varies from 1.8 to 21.2 m, oil- from 1.0 to 20.0 m. The industrial gas content is confirmed by testing the formation in 21 wells. The rate of gas varied from 33 to 205 thousand m³/day. Oil inflows were obtained by testing the formation in 18 wells. The oil flow rate was from 3 to 61 m³/day.

The highest position of the roof of the reservoir, which gave a clean oil during testing, is noted in the well. №. 64 and is at an absolute depth of -1815.4 m. The actual position of the gas-oil contact within the reservoir varies from -1814 m to -1818 m. GOC is accepted as the mean value of these absolute depths at the level of -1816 m.

When determining the position of the water-oil contact, an insignificant but regular immersion from the north-west to the southeast was established:

The inclined WOC was adopted at absolute elevations from -1867 to -1873 m.

The eastern reservoir is separated from the main submeridional fault. Oil reservoir, tectonically and lithologically shielded. The length of the reservoir is 8.9 km, width - 1.4 km, height - 49 m. Effective oil-saturated thickness varies from 1.2 to 25.0 m in the wells. The reservoir is opened by four wells, within the reservoir the layer has been tested in three wells. In all cases, oil inflows were produced with a flow rate from 9 to 23 m³/day. The WOC was adopted at the absolute elevation of -1879 m, as the average from the bottom of the oil-saturated reservoir by testing in

boreholes. № 178 (-1880.2 m) and the roof of a water-saturated reservoir in the borehole. № 179 (-1877.4 m).

The northeastern reservoir is opened by one well №. 72. The oil reservoir is tectonically screened. The length of the reservoir is 8.9 km, the width is 2.3 km, and the height is 29 m. The effective oil-saturated thickness in the borehole is 3.8 m. According to the GIW to the absolute depth of 1849.4 m, the reservoir is unambiguously interpreted as productive, below this the markers are water-saturated. The bed is tested in wells. No. 72 in the interval of absolute marks -1843.0-1849.6 m, inflow of formation water with an oil film was obtained. The test is deemed to be of poor quality (similar to the test of the BJ₂₃ formation). Since the reservoir's productivity is not confirmed by the test, its availability is expected from the interpretation of the logging materials. The WOC of the reservoir was taken from the logging data at an absolute elevation of 1849.0 m.

The northern reservoir is opened by five wells. Oil reservoir, lithologically and tectonically screened. The length of the reservoir is 8.6 km, the width is 5 km, and the height is 41 m. The effective oil-saturated thickness varies from 5.0 to 19.0 m in the wells. Within the reservoir, the bed has been tested in four wells. In three, inflows of anhydrous oil were produced with a flow rate from 5.4 to 40 m³/day. Anhydrous oil was obtained by testing the formation to an absolute mark of 1857.1 m in wells. № 143.

In the borehole. № 86, during the testing of the water-saturated part of the reservoir, an inflow of formation water and gas condensate was obtained: $Q_b = 57.6$ m³/day, $Q_g = 22.28$ thousand m³/day and $Q_k = 0.36$ m³/day ($dsht / w = 10/16$, 36 mm). According to the logging characteristic, the layer is saturated with water, fixing cement stone with rock and column in the test interval is weak or partial. Proceeding from this, it is possible to assume a breakthrough of gas from the underlying Yu2 bed, the roof of which is gas saturated.

In the borehole. № 180 in the reservoir, five objects were tested in the interval of absolute depths from -1828 m to -1851 m. The first object turned out to be

practically "dry" (signs of oil were noted), further water inflows were obtained ($Q_B = 1.58-1.96 \text{ m}^3/\text{day}$) with a film of oil, then inflows of the oil-water mixture. The origin of the water is not established. Most likely - a mixture of formation water coming from the Upper Cretaceous strata, and PBS ($S_v = 3,7 \text{ g/l}$). It should be noted that the percentage of oil content in the oil-water mixture has consistently increased from 2.8 to 76.5%. According to the logging data, all the dedicated reservoirs are classified as productive.

Based on the results of interpretation of logging materials, the sole of the productive collector fires in wells. No. 106 at the absolute elevation of 1860.9 m; the roof of the water-saturated reservoir fends in the well. No. 119 according to the GRW data at 1860.3 m. The WOC was taken from the logging data at absolute depth of 1861 m [7].