

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРО НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 578.2.061.4-026.564.3:631.445.52(571.53)

Студент

группа	ФИО	подпись	дата
3-2Б7Г2	Шадрин Дмитрий Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Шадрину Дмитрию Николаевичу

Тема работы:

Обоснование применения технологии рассоления коллекторов на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022г №118-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической информации по Верхнечонскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Географо-экономический очерк района работ. Гидрогеология. Нефтегазоносность. Свойства и состав нефти, газа и конденсата, пластовой воды. Оценки пространственного распределения ФЕС. Основные этапы разработки месторождения. Характеристика состояния разработки месторождения. Функциональные возможности гидродинамических симуляторов воспроизведения процесса растворения солей. Лабораторные исследования процесса рассолонения. Динамика растворения солей в поровом пространстве керна пласта-коллектора Вч Верхнечонского месторождения при вытеснении нефти пресной водой.

	Исходные данные для расчета сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЧ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			28.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шадрин Дмитрий Николаевич		28.04.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц, 25 рисунков, 20 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: ВЕРХНЕЧОНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, СКВАЖИНА, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, КЕРН, ГАЛИТ, ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО, ПРЕСНАЯ ВОДА, ДОБЫЧА.

Объектом исследования является продуктивные пласты Вч₁, Вч₂ Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – состоит в повышении эффективности добычи нефти на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи: в рамках работы планируется оценить риски заводнения залежи пресной водой, дать прогнозную оценку влияния рассолонения на нефтеотдачу, оценить объёмы добываемой соли, описать динамику вытеснения нефти в засолонённом коллекторе.

В работе уделено внимание исследованию проводимые на базе расчётов фильтрационных моделей, оценка возможностей гидродинамических симуляторов воспроизвести процесс рассолонения и сопровождающие его факторы. А также проверить корректность математических моделей взаимодействия слабоминерализованной воды с отложениями соли в породе, реализованных в гидродинамических симуляторах.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

РИТС – регионально инженерно-технологическая служба;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ППД – поддержание пластового давления;

ЛЭП – линия электропередач

ГИС – геофизические исследования скважин

ИПТ – испытатель пластов на трубах

ПГИС – производственные геоинформационные системы

ГТМ – геолога технические мероприятия

ОПР – опытно-промышленные работы

ТННЦ – тюменский нефтяной научный центр

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ТЗ – техническое задание

ПЗП – призабойная зона пласта

ПРС – подземный ремонт скважин

СВ – страховые взносы

ФОТ – фонд оплаты труда

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЦНС – Центробежный насос секционный

СИЗ – средства индивидуальной защиты

НА – насосный агрегат

СДЯВ – сильнодействующие ядовитые вещества

ПЛА – план ликвидации аварии

КИН – коэффициентом извлечения нефти

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	10
1.1. Литолого-стратиграфический разрез	13
1.2 Нефтегазоносность.....	15
1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна	22
1.4 Геокриологические условия месторождения	26
1.5 Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследования керна.....	31
1.6 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	32
1.7 Физико-химические свойства нефти, газа и воды	44
1.8 Запасы нефти, газа, КИН.....	46
1.9 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения	48
2. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	52
2.1 Технология применения циклического заводнения	52
2.2 Выбор участка для циклического заводнения.....	54
2.3 Обоснование работы нагнетательных скважин.....	61
2.4 Расчет показателей процесса циклического заводнения элемента пласта.....	63
3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССОВ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	68
3.1 Функциональные возможности гидродинамических симуляторов воспроизведения процесса растворения солей	69
3.2 Анализ лабораторных исследований процесса рассолонения	78

3.3 Динамика растворения солей в поровом пространстве керна пласта-коллектора Вч	87
3.4 Технология процесса рассоления коллекторов Вч	93
4.1. Исходные данные для расчета сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой	100
4.2. Расчеты по статьям	101
4.3 Расчет затрат по статье - Амортизация.....	101
4.4 Расчет затрат по статье - Транспорт.....	101
4.5 Расчет затрат по статье – Заработная плата	102
4.6 Расчет затрат по статье – Отчисление на страховые взносы.....	103
4.7 Расчет затрат по статье – Накладные расходы.....	103
4.8 Составление сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой.....	104
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	107
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	107
5.2 Производственная безопасность при выполнении работ на БКНС	110
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны	111
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	116
5.3 Экологическая безопасность.....	119
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	124

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем времени в Российской экономике особую роль играет экспорт нефти и газа на мировой рынок. В связи с этим оптимизация технологических процессов в нефтяной и газовой отрасли России имеет огромное значение.

В представленной выпускной квалификационной работе рассматривается исследование процесса рассоления коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе показаны расчеты, возможности симуляторов, гидродинамических воспроизведений процесса растворения солей, лабораторные исследования процесса рассоления, динамика растворения солей в поровом пространстве ядра пласта-коллектора В_ч Верхнечонского месторождения при вытеснении нефти пресной водой.

Основной итог данной работы состоит в том, что согласно проведённому исследованию рассоление будет негативно влиять на процесс добычи нефти и снижать КИН уже в ближайшей перспективе.

На текущее время проблема не решена, все исследования, проведенные тюменским нефтяным научным центром (ТНЦ), не дали результатов по решению проблемы.

1. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ) ведет разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено в Катангском районе Иркутской области, в верхнем течении реки Чона, в 1100 км от областного центра – г. Иркутска.

Месторождение было открыто в 1978 году, однако лишь в 2005 году началась его опытно-промышленная эксплуатация.

В октябре 2008 года Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную разработку. 15 октября в трубопроводную систему Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) начались поставки первой нефти.

Приоритетные направления деятельности ВЧНГ:

- Добыча углеводородного сырья и геологическое изучение недр;
- Обустройство нефтяных и газовых месторождений;
- Выполнение изыскательских, проектных, строительного-монтажных и других работ;
- Переработка нефти, производство и реализация нефтепродуктов;
- Бурение параметрических, поисковых, разведочных, структурных, наблюдательных и эксплуатационных скважин на углеводородное сырье, воду.

Основную деятельность АО «ВЧНГ» ведет на Верхнечонском месторождении. В административном отношении Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Районный центр-поселок Ербогачен находится в 100 км северо-западнее месторождения, село Преображенка – в 50 км к западу. Наиболее крупные населенные пункты: г. Киренск – в 250 км юго-восточнее, г.

Усть-Кут в 420 км юго-западнее от Верхнечонского месторождения. Обзорная карта района работ с указанием трассы ВСТО приведена на рисунке 1.

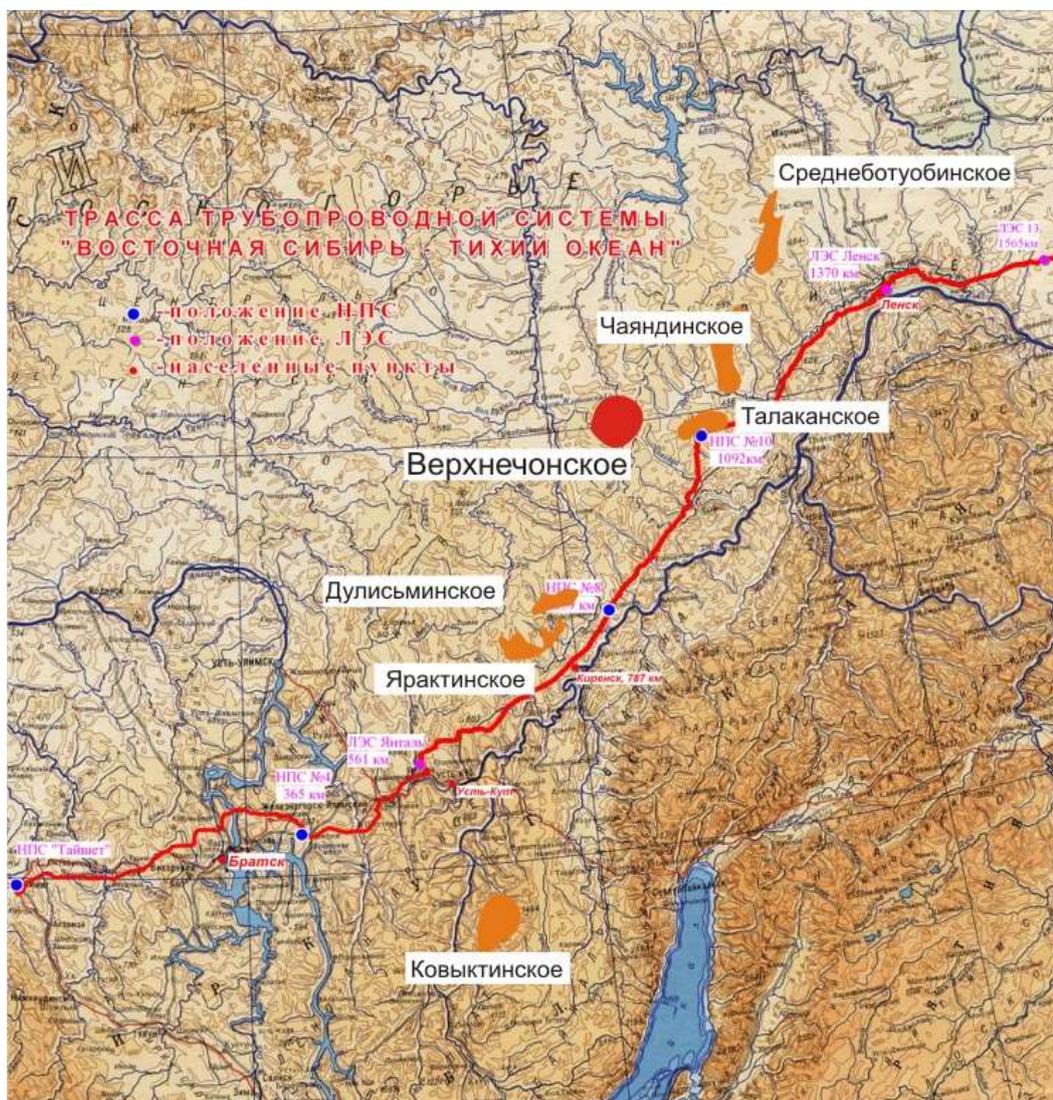


Рисунок - 1 Обзорная карта района работ

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Обустроенных автомобильных дорог в районе месторождения до последнего времени не было. В настоящий момент функционирует постоянная автомобильная дорога, соединяющая Верхнечонское и Талаканское месторождения.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении используются дизельные станции внутреннего сгорания.

Верхнечонское месторождение расположено в пределах Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120-150 м, абсолютные отметки колеблются от 320 до 470 м. В субмеридиональном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками, из которых по площади месторождения протекают: Нельтошка, Вирая, Модчалун, Игняли. Наряду с реками в районе месторождения имеются озера, старицы и болота. Озера большей частью пойменные и термокарстовые, развитые на плоских вершинах водоразделов и пологих склонах. Болота распространены по долинам рек и ручьев, относятся к типу надмерзлотных. Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут использоваться воды четвертичных и верхоленских отложений.

Климат резко континентальный, среднегодовая температура составляет минус 5,5°C. Максимальная температура наблюдается в июле и составляет в среднем 17,7°C, минимальная – в январе, составляя в среднем до минус 29,2°C. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой.

По геокриологическому районированию территория месторождений относится к переходной области развития многолетнемёрзлых пород от островного к прерывистому. Области островного распространения ММП характеризуются 30-60 % сплошностью, 30-200 метровой мощностью ММП. Температура многолетнемёрзлых пород колеблется от минус 0,2 до минус 1,0°C. В области прерывистого развития ММП сплошность их достигает 60-90 %, мощности нередко превышают 100 м, температура ММП достигает минус 1,5°C.

Среднегодовое количество осадков 300-500 мм в год. Преобладают юго-восточное и северо-западное направления ветров со скоростью 1-3 м/с. Рассматриваемый район сейсмически неактивен.

1.1. Литолого-стратиграфический разрез

В строении осадочного чехла рассматриваемого района принимают участие породы рифея, венда, кембрия, мезозоя и кайнозоя. На рисунке 2 приведен стратиграфическая схема Верхнечонского месторождения.

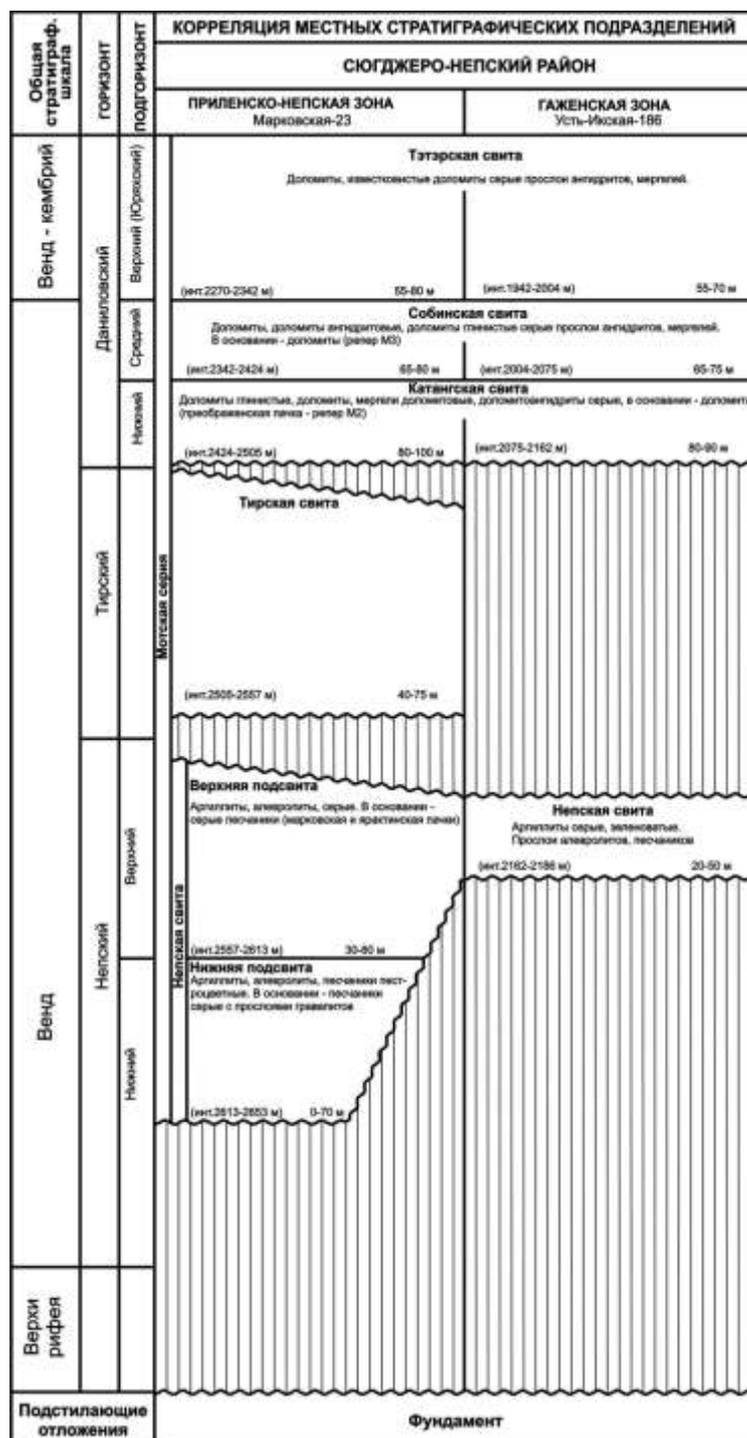


Рисунок – 1 Стратиграфическая схема отложений венда района работ

Глубина вскрытия пород фундамента колеблется от 1595,0 до 1761,8 м. В пределах грабена, прослеживающегося в северо-восточной части площади, при глубинах скважин 1810,0-1881,0 м породы фундамента не вскрыты.

Усольский горизонт

В составе усольского горизонта (томмотский + нижняя часть атабанского яруса) выделяется усольская свита.

Усольская свита (E_{1us})

Делится на три подсвиты.

Нижнеусольская подсвита (E_{1us1}) на площади работ в нижней части образована переслаиванием доломитов, глинистых доломитов, доломит-ангидритов, в верхней части – пластом каменной соли. Мощность – 20-35 м. В объеме подсвиты выделяется продуктивный пласт Осинский II.

Среднеусольская подсвита (E_{1us2}) представлена в основном водорослевыми известняками и вторичными доломитами с прослоями глинистых и терригенно-сульфатно-карбонатных пород в верхней части. Характерно наличие пористых и кавернозных прослоев. Во многих случаях поровое пространство заполнено галитом. В объеме подсвиты выделяется продуктивный пласт Осинский I. Мощность – 35-60 м.

Верхнеусольская подсвита (E_{1us3}) представлена переслаиванием м каменных солей розовых, грязно-серых, прозрачных, доломитов, известняков, доломито-ангидритов, ангидритов темно- и коричневатого-серых, серых. В 53-140 м выше подошвы подсвиты прослеживаются два-три сближенных пласта карбонатов толщиной 13-34 м, в которых спорадически отмечаются газо-нефте-водопроявления. Мощность подсвиты – 232-391 м. Пониженные мощности (240 м) отмечаются на северо-западе в ее узком заливообразном участке (скв. 46, 87, 99) и в скважине 30, повышенные (336 м) в восточной части месторождения (скв. 42, 95) – за счет постседиментационных перетоков каменных солей.

Общая мощность свиты составляет 287-486 м.

1.2 Нефтегазоносность

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Верхнечонское месторождение многопластовое, сложное по степени геологического строения.

На Верхнечонском месторождении в разрезе отложений венда – нижнего кембрия выделяются как продуктивные объекты с доказанной нефтеносностью, так и ряд перспективных объектов. Промышленные запасы нефти и газа приурочены к карбонатным (осинский (B₁), преображенский (B₁₂)), и к терригенным (верхнечонский (B₁₀, B₁₃)) горизонтам. Перспективными на Верхнечонском месторождении являются карбонатные отложения устькутского горизонта собинской свиты. Возможная перспективность связывается с межсолевыми пластами усольской свиты.

В отдельных скважинах притоки пластовой воды с незначительным количеством нефти были получены из коры выветривания фундамента.

Из отложений христофоровского, атовского горизонтов бельской свиты и биркинского горизонта булайской свиты, являющихся перспективными на других площадях, в пределах описываемого месторождения притоков нефти и газа не получено.

Из бильчирского и келорского горизонтов, находящихся выше соляного зеркала, получены притоки хлоридных натриевых и сульфатных карбонатных вод.

Пластовая интрузия траппов, характеризующаяся трещинным коллектором, находится в зоне активного водообмена и интереса в нефтегазоносном отношении не представляет.

Кора выветривания фундамента представляет собой выветрелые, разуплотненные породы гранитоидного фундамента с трещинами по гнейсовидности, вертикальными и под углом 70-80°, иногда заполненными

ангидритом и органическим веществом. Толщина коры выветривания изменяется от нуля до 27-34 м. Повышенные толщины наблюдаются в отдельных извилистых сравнительно узких (2-7 км) пол ОС северо-восточного простирания с узловатыми расширениями до 10-16 км.

По результатам испытаний отдельных скважин можно судить о возможной перспективности этих отложений.

Так, в скважине 24 проведено самостоятельное испытание в колонне отложений коры выветривания. Получен непереливающий приток нефти дебитом 0,48 м³/сут.

Интервалом опробования 1566,7-1594,2 м в скважине 26 охвачены как отложения КВ, так и пласта ВЧ₂. Приток нефти составил 0,029 м³/сут. Учитывая, что по данным интерпретации материалов ГИС интервал пласта ВЧ является не коллектором, нефтяной приток, по всей очевидности получен из отложений КВ.

При испытании пород коры выветривания в других скважинах получены притоки воды.

В настоящий момент чрезвычайно малое количество керна, отобранного из отложений коры выветривания Верхнечонского месторождения, и отсутствие его исследования не позволяют получить надежные петрофизические зависимости для выполнения интерпретации материалов ГИС данного интервала.

В этой связи, можно высказать лишь предположение о перспективах отложений коры выветривания.

Верхнечонский горизонт входит в состав непской свиты. Представлен двумя песчаниковыми пластами (Вч₁ и Вч₂), разделенными в восточной и центральной частях площади глинистой перемычкой. В горизонте открыты восемь нефтегазоконденсатных залежей. Притоки пластовых флюидов, полученные в процессе испытания, достигают следующих величин: нефти – до 230 м³/сут, газа – до 270 тыс. м³/сут.

Тип коллектора поровый. Значения открытой пористости достигают 25,1 %, проницаемости – 5649 мД.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Преображенский горизонт приурочен к основанию катангской свиты, представлен доломитами.

На Верхнечонском месторождении горизонт промышленно продуктивен. Доказано наличие четырех нефтяных, одной нефтегазоконденсатной и одной газовой залежей. Притоки пластовых флюидов, полученные из горизонта, достигают: нефти – до 43,2 м³/сут, газа – до 21,4 тыс. м³/сут.

По существующим представлениям залежь преображенского горизонта входит в состав гигантской Ереминско-Чонской зоны нефтенакопления.

Тип коллектора поровый. Значения открытой пористости достигают 16,9 %, проницаемости – 13,26 мД.

Залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Устькутский горизонт представлен двумя пластами доломитов, приуроченных к собинской свите.

Отложения характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Притоки флюидов незначительные. Дебиты нефти составляют в основном первые единицы м³/сут, дебиты газа также непромышленные.

Коллектор горизонта – каверно-поровый. Значения открытой пористости колеблются от 7,1 до 13,2 %, средняя проницаемость составляет 2,7 мД.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Осинский горизонт залегает в нижней части усольской свиты, сложен известняками и доломитами. Промышленно продуктивен на Верхнечонском месторождении. К осинскому горизонту приурочена одна нефтяная залежь и три газоконденсатных. После испытания с применением вторичных методов воздействия на пласт получены притоки пластовых флюидов: газа – дебитом до 133,5 тыс. м³/сут, нефти – 14,7 м³/сут.

Тип коллектора – каверно-поровый. Значения открытой пористости достигают 10,1 %, проницаемости – 35,59 мД.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Указанные выше продуктивные карбонатные горизонты имеют общие закономерности в площадном распространении коллектора. Так, границы развития пород с повышенными значениями пористости, проницаемости, толщин пород с пористостью более 6 % в первом приближении повторяют границы палеосвода. Хотя в пределах этой обширной территории коллекторские свойства карбонатов неоднозначны, отмечается приуроченность коллекторов к биогермным образованиям и проявлениям разломной тектоники.

Низкие фильтрационные свойства продуктивных карбонатных горизонтов требуют применение методов интенсификации для увеличения притоков УВ.

Характеристика залежей Верхнечонского месторождения

Промышленная продуктивность на Верхнечонском месторождении связана в основном с терригенными отложениями верхнечонского горизонта, а также с карбонатными отложениями осинского и преображенского горизонтов.

Верхнечонский горизонт

Верхнечонский горизонт представлен терригенными отложениями непской свиты вендского возраста. С ним связаны основные запасы нефти месторождения. Горизонт включает в себя два пласта: верхний – ВЧ₁ (или В10 в соответствии с региональной индексацией) и нижний – ВЧ₂ (В13) толщиной 2,2-26,0 и 5,5-20,2 м, соответственно. Эти пласты разделяются глинистой перемычкой толщиной 1,4-24,0 м. Толщина перемычки закономерно уменьшается в северо-западном направлении и полностью выклинивается. Здесь пласты ВЧ₁ и ВЧ₂ сливаются и представляют единую гидродинамически связанную зону. В этом же направлении прослеживается уменьшение и выклинивание нижнего пласта ВЧ₂, отсутствие которого отмечается в северо-западной части месторождения. Кровлей верхнечонского горизонта является подошва регионально выдержанной пачки аргиллитов толщиной 6,8-10,8 м,

которая служит крышкой верхнечонского горизонта. Подошвой служат отложения коры выветривания фундамента или фундамент.

Верхнечонское месторождение разделено на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями с небольшой амплитудой смещения.

Выделенные разрывные нарушения играют нефтегазоконтролирующую роль и разделяют блоки с различным гипсометрическим положением флюидных контактов. На основе имеющихся разрывных нарушений выделено семь блоков – 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9 с нефтяным и газовым насыщением. Проведение гипсометрических уровней газожидкостных контактов в залежах, связанных с этими блоками и пластами основывалось на результатах испытания, прямых геофизических исследований (ГДК, ОПК) горизонта.

В районе блоков 3, 4, 5, 8 и частично в районе блока 2 глинистая перемычка между пластами исчезает, приводя к образованию единого гидродинамически связанного объекта ВЧ. Учитывая также, что коллекторские свойства пластов ВЧ₁ и ВЧ₂ близки, верхнечонский горизонт рассматривается как единый подсчетный объект ВЧ.

Описание залежей нефти и газа верхнечонского горизонта дается в пределах семи тектонических блоков и восьми нефтегазоконденсатных залежей.

Осинский горизонт

Осинский горизонт содержит основные запасы газа и конденсата месторождения.

Горизонт представлен межсолевым пластом карбонатных отложений, приуроченных к нижней части усольской свиты. На Верхнечонском месторождении пласт сложен известняками и доломитами в различных соотношениях.

Пласт литологически выдержан по площади. Средняя проницаемость пород низкая и составляет 2 мД. Насыщение осинского горизонта в большинстве случаев определяется только при испытании в колонне с применением методов интенсификации.

Часть тектонических нарушений, выявленных в пределах верхнечонского и преображенского горизонтов, присутствуют и в отложениях осинского пласта. Высокоамплитудные нарушения, такие как Усольский и Чонско-Талаканский грабены, Могинско-Ленский разлом, достоверно трассируются в разрезе осинского горизонта, являясь экранами для залежей с различным насыщением. Так, северная часть, объединяющая блоки 3, 4, 5, 7, 8 и 9, представляет собой крупную по размерам газоконденсатную залежь. Ряд нарушений в южной части месторождения прослеживаются только в солевой и надсолевой части осадочного чехла. Такими разломами ограничена небольшая нефтяная залежь, расположенная южнее Усольского грабена в районе скв. 113.

Параметры залежей пласта ОС приведены в таблице 1. Ниже приведена характеристика залежей по выделенным блокам.

Северная залежь (блоки 3, 4, 5, 7, 8 и 9)

Северная часть месторождения в пределах осинского горизонта представляет собой обширную газоконденсатную залежь, площадью 580 млн м² и ограниченную с юга Усольским и Могинско-Ленским разломами, с востока – Чонско-Талаканским грабеном. В северо-западном направлении залежь раскрывается, выходя за пределы лицензионного участка.

Залежь изучена 26 разведочными и 39 эксплуатационными скважинами. Для эксплуатационных скважин целевым горизонтом является верхнечонский и интервал осинского горизонта не всегда охарактеризован комплексом ГИС. По этой причине из 57 эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах северной залежи, для ее изучения использованы только 39.

В пределах залежи *газонефтяной (газоводяной) контакт* не подсечен ни в одной из имеющихся скважин. Наиболее низкие отметки подошвы газонасыщенного коллектора отмечены в скважине 86 (а. о. -1025,0 м) и 83 (а. о. -1022,0 м). Залежь полностью газонасыщена.

В пределах залежи выделяются отдельные участки, разделенные разломами, контролирующими флюидонасыщение в нижележащих пластах. В этой связи описание залежи дается по тектонически ограниченными районам.

Район скв. 46, 112 охарактеризован как разведочным, так и эксплуатационным бурением. Газонасыщенная толщина меняется от 5 м (скв. 2032) до 24,7 м (скв. 46).

В зависимости от толщины и ФЕС коллектора при испытании разведочных скважин дебиты газа с конденсатом варьируют от 14 тыс. м³/сут (конденсат – 0,18 м³/сут) в скважине 900 до 110 тыс. м³/сут (конденсат – 8,2 м³/сут) в скважине 46.

Район скв. 73 представляет собой обширную зону пласта с газоконденсатным насыщением. Площадь участка покрыта только поисково-разведочным бурением. Газонасыщенная толщина изменяется от 7,8 м (скв. 59) до 25,6 м (скв. 79).

При переиспытании скважины 73 в 2011 году после соляно-кислотной обработки призабойной зоны получен приток газа дебитом 133,5 тыс. м³/сут и конденсата 11,5 м³/сут на штуцере 8 мм. Наиболее низкий дебит газа (13,8 тыс. м³/сут) отмечен в скважине 77.

Район скв. 73 также не затронут эксплуатационным бурением. Газонасыщенная толщина варьирует от 9,3 м (скв. 74) до 28,4 м (скв. 31). В пределах участка испытаны скважины 76 и 91, притоки газа составили 29,2 тыс. м³/сут (конденсат – 0,5 м³/сут) и 25,5 тыс. м³/сут (конденсат – 0,85 м³/сут), соответственно.

Залежь пластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи в пределах лицензионного участка: 39,6×14,6 км, высота – 110,5 м.

Южная залежь (район скв. 113)

Южнее Усольского грабена в районе скв. 113 выделяется небольшая тектонически экранированная нефтяная залежь. Залежь изучена двумя разведочными и двумя эксплуатационными скважинами. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,7 м (скв. 435) до 9,4 м (скв. 56). Нефтяное насыщение определено по результатам испытания скважины 113. Из интервалов перфорации 1342,0-1355,0 и 1367,0-1373,0 м после СКО получен приток безводной нефти дебитом 14,7 м³/сут на динамическом уровне 616 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС скважины в пределах нефтяной залежи продуктивны до подошвы. **ВНК** не вскрыт. Наиболее низкая абсолютная отметка подошвы нефтенасыщенного коллектора -981,5 м отмечается в скважине 56.

Залежь пластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи: 8,8×3,7 км, высота – 28,8 м.

1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Водоносность Верхнечонского месторождения изучена по материалам глубокого и колонкового бурения, а также по данным изучения родников и рек.

Гидрографическая сеть представлена реками Чона, Нижняя Тунгуска, Лена. В субмеридианальном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками: Нельтошка, Вирая, Модчадун, Игняла. Имеются озера, старицы и болота. Река Чона несудоходна, Тунгуска судоходна 20-30 дней в паводковый период, река Лена судоходна от п. Качаг до устья.

Отложения осадочного чехла вмещают разнообразные по составу и степени минерализации подземные воды – от пресных до рассолов различной крепости. Превалирующее значение в формировании высокоминерализованных подземных рассолов имеют соленосные отложения. Верхней региональной границей, контролирующее распространение крепких рассолов, является, как правило, кровля сплошных солей литвинцевской или ангарской свит.

По соотношению с пластами каменной соли допалеозойские и палеозойские осадочные отложения подразделяются на три гидрогеологические формации: надсолевою, соленосную и подсолевою.

Характеристика водоносных комплексов

В разрезе месторождения водоносные горизонты и комплексы объединяются в три гидрогеологических формации: надсолевою, соленосную и подсолевою.

Надсолевая гидрогеологическая формация включает верхнюю часть разреза до глубины 200-300 метров от четвертичных отложений до верхнеленской свиты включительно, дренируется речной сетью и характеризуется активным и затрудненным режимом водообмена. Воды этой формации являются источником технического и хозяйственно-бытового подземного водоснабжения нефтепромыслов.

Соленосная гидрогеологическая формация включает водоносные комплексы литвинцевской, ангарской, булайской и бельской свит, а также верхнюю часть усольской свиты. Водовмещающими породами здесь являются карбонаты, а водоупорами для них служат пласты каменной соли или плотные сульфато-карбонатные и глинистые породы.

Подсолевая гидрогеологическая формация включает в себя осинский горизонт и все нижележащие толщи до фундамента включительно.

Осинский горизонт представлен доломитами с прослоями известняка. Дебит воды доходит до 13,7 м³/сут. Минерализация воды изменяется в пределах 237-416 г/л. Плотность рассолов – 1,16-1,31 г/см³. В воде присутствуют: бром – до 6 г/л, бор – 41 мг/л, йод – 6,8 мг/л, нафтеновые кислоты – до 4,38 мг/л. Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый.

Усть-кутский горизонт состоит из двух доломитовых пластов-коллекторов, разделенных глинистой сульфатно-карбонатной перемычкой. Дебиты воды изменяются от 1,43 до 7,3 м³/сут. Рассолы имеют минерализацию 368-399 г/л. Плотность воды в стандартных условиях – 1,26-1,32 г/см³. В воде присутствуют: бром – 6,9 г/л, йод – 6,8 мг/л. Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый.

Преображенский горизонт приурочен к катангской свите. Представлен доломитами. В некоторых скважинах получены незначительные притоки воды. Максимальный дебит воды составляет 1,53-1,57 м³/сут. Воды преображенского горизонта характеризуются высокой минерализацией – от 364 до 423 г/л и плотностью 1,2-1,3 г/см³. В воде присутствуют: бром – до 7 г/л, бор – до 48 мг/л,

йод – до 6,3 мг/л. Температура воды в пластовых условиях – до +17 °С. Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый.

Верхнечонский горизонт вендского терригенного комплекса представлен чередованием песчаников и аргиллитов. Из скважины 46 получен максимальный дебит воды – 146 м³/сут. Воды верхнечонского горизонта имеют минерализацию от 268,4 до 450 г/л, плотность – 1,17-1,34 г/см³. Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый. Воды с меньшей минерализацией, как правило, хлоридо-натриевые, с большей – хлоридо-кальциевые. Температура воды в пластовых условиях – +17 °С.

В коре выветривания водовмещающими породами являются выветрелые трещиновато-пористые породы. Вода получена в скважинах 39, 70, 85, 122. Дебит воды доходил до 26 м³/сут в скважине 39. Минерализация рассолов – 294-399 г/л, плотность – 1,23-1,29 г/см³. Воды, в основном, хлоридные кальциевые.

Воды продуктивных пластов осинского, преображенского, верхнечонского горизонтов на Верхнечонском месторождении изучались при опробовании как в открытом стволе в процессе бурения, так и в обсаженной колонне при перфорации.

В гидродинамической системе район месторождения расположен в зоне регионального пьезоминимума, ограниченного изопьезой приведенных напоров терригенного комплекса +200 м. Краевые области питания терригенного комплекса на район месторождения существенного гидродинамического влияния не оказывают. Водообмен в этом комплексе в основном происходит за счет нисходящих и восходящих внутрипластовых перетоков рассолов по дизъюнктивным нарушениям и «гидравлическим окнам» в водоупорных горизонтах.

Нисходящая инфильтрация пресных поверхностных вод в осадочную толщу происходит в местных внутриплатформенных зонах питания. Наиболее крупная из них протягивается узкой полосой вдоль зоны сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы с Тунгусской синеклизой и территориально соответствует Ангаро-Виллюйской зоне разломов фундамента. Толща мерзлых

пород затрудняет нисходящую фильтрацию и снижает вертикальную составляющую напора, что служит причиной снижения пластовых давлений в под мерзлотном интервале разреза.

Зоной свободного водообмена являются надсолевые отложения и верхние горизонты соленосной толщи. Эта область характеризуется безнапорными и слабонапорными водами. Основные зоны питания расположены на различных положительных формах рельефа. Питание вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков.

В соленосных отложениях режим водообмена переходный от активного к затрудненному. В нижней части этих отложений и в верхней части подсолевых толщ пластовые давления превышают нормальные гидростатические или близки к ним.

Подсолевые отложения, в целом, являются зоной затруднительного водообмена, близкого к застою.

Из вышеизложенного материала следует:

- для вод надсолевой гидрогеологической формации, находящихся в зоне активного и замедленного водообмена, наблюдается пестрота химического состава, который изменяется от гидрокарбонатного на сульфатный. Воды соленосных и подсоленосных формаций хлоридные натриевые и кальциевые. Просматривается закономерность увеличения минерализации с глубиной, а также содержания брома и йода.

- Перспективным в гидрогеологическом отношении является локально водоносный криогенно-таликовый средне-верхнекембрийский терригенный комплекс, приуроченный к отложениям верхоленской свиты. По химическому составу подземные воды изменяются от пресных гидрокарбонатных и сульфатно-гидрокарбонатных до слабосоленоватых гидрокарбонатно-сульфатных и сульфатных.

- По характеристике В.А. Сулина воды рассматриваемых пластов относятся к хлоридно-кальциевому типу.

1.4 Геокриологические условия месторождения

По геокриологическому районированию Верхнечонское месторождение относится к переходной области развития многолетнемёрзлых пород (ММП) от островного к прерывистому. Области островного распространения ММП характеризуются 30-60 % сплошностью, 30-90-метровой мощностью ММП. Температура многолетнемёрзлых пород колеблется от -0,2 до -1,0 °С. В области прерывистого развития ММП сплошность их достигает 60-90 %, мощности нередко превышают 100 м, температура ММП достигает -1,5 °С.

Наличие многолетнемёрзлых пород обусловлено суровыми климатическими условиями района. ММП устанавливаются различными наблюдениями: в рыхлых отложениях – зондировочным щупом в летне-осенний сезон; в коренных породах – измерением температуры по стволу скважин и замерзанием воды в скважинах при перерывах в бурении. Косвенными данными, указывающими на мерзлое состояние пород, является их непроницаемость в отдельных интервалах и резкое фонтанирование скважин с некоторой глубины на подошве ММП. Важным фактором, указывающим на мёрзлое или талое состояние пород с поверхности, является облик растительности и специфичные ландшафтные индикаторы (болота и заболачивание, группа криогенных процессов и явлений).

Пространственное распространение ММП, часто залегающих с некоторой глубины, представляет достаточно сложную картину (Рисунок – 3).

В ходе анализа предшествующих исследований и материалов по вновь пробуренным скважинам в 2006-2011 гг. выявлены некоторые общие закономерности распространения ММП на площади месторождения. Так, наблюдается почти обязательное наличие ММП в поймах и низких террасах водотоков и нижней части склонов долин в различных ландшафтах и местностях. Наличие мерзлоты в поймах и низких террасах подчёркивается ландшафтными индикаторами – процессами термокарста, заболачивания, «пьяным лесом», зарослями ерника. ММП пойм прерываются таликами, где нередко происходит

разгрузка подземных вод, фиксируемая наледями. Нижние части склонов с мерзлотой одеты лиственнично-еловым редколесьем, деревья замшелые, угнетённого облика. Здесь нередко встречаются переходные болота с бугристыми торфяниками.

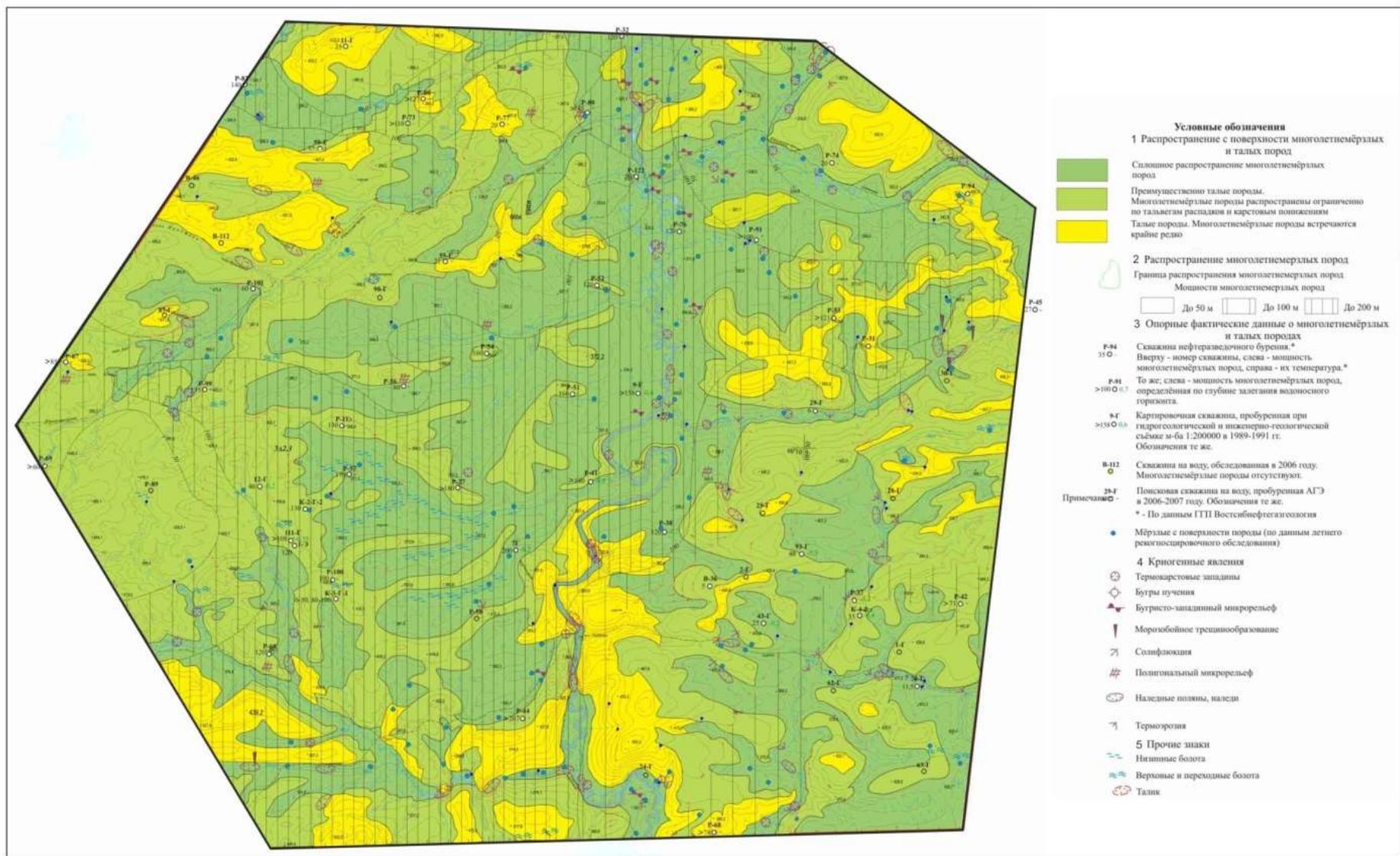


Рисунок – 3 Схема распространения ММП по Верхнечонской площади

Общей закономерностью является большая сплошность ММП на пространствах слаборасчленённой волнистой равнины. На глубоко расчленённых местностях, вершинных поверхностях увалов, холмов и гряд многолетняя мерзлота отсутствует, либо проявляется с некоторой глубины. На склонах северной экспозиции ММП встречаются чаще. На трапповых массивах многолетнемёрзлые породы встречаются редко; так, характер растительности долин, временных водотоков правобережья нижнего течения р. Молчалун говорит об отсутствии ММП. Здесь сухо, процессы заболачивания не развиваются.

В разрезе ММП наблюдаются преимущественно в виде непрерывно мёрзлой толщи, однако здесь возможны талики (скв. 100, в интервале 50-80 м, температура положительная – по данным ГПП «Востсибнефтегазгеология»). Возможен и обратный вариант, когда в талых массивах междуречий встречаются реликтовые линзовидные мёрзлые толщи.

Мощности многолетнемёрзлых толщ изменяются от полного выклинивания до 200 м и более. Максимальные вскрытые мощности мерзлоты тяготеют к долине р. Чона, бассейнам рек Бирами и Марикта. Отсутствует либо имеет небольшую мощность мерзлота на водоразделе р. Бирая и р. Чона, в бассейне р. Вост. Бирая и Сев. Бирая, на левобережье среднего течения р. Нельтошка. Наблюдается некоторая пространственная связь участков повышенной мощности ММП со структурным планом Непского свода по вытянутости с юго-запада на северо-восток.

Многолетнемёрзлые скальные породы имеют трещинно-поровую (песчаники, алевролиты) и пластово-трещинную (доломиты, известняки) криогенные текстуры. Рыхлые образования имеют порфировидную, линзовидную, слоистую, массивную криогенные текстуры.

Мощность слоя годовых колебаний температур в разные сезоны составляет от 4 до 15 м. Отмечается слияние сезонно-мёрзлого слоя с реликтовой мерзлотой. Температура мёрзлых пород, как правило, не ниже $-1,0^{\circ}\text{C}$; мерзлые породы находятся в неустойчивом, переходном состоянии. ММП по особенностям промерзания относятся к эпигенетическим, связанным с длиннопериодными

колебаниями теплообмена. К сингенетическим следует отнести новообразованные ММП в бугристо-грядовых торфяниках.

Сезонное протаивание мёрзлых толщ и промерзание талых грунтов находится в зависимости от разнообразия природных факторов площади: местоположения, увлажнённости, растительности и состава пород.

По преобладающей температуре на подошве сезонно-талого слоя выделяются типы сезонного протаивания в градациях от 0 до -1 °С (переходный), от -1 до -2 °С (полупереходный) и от -2 до -5 °С (длительно устойчивый). По площади распространения доминируют переходный и полупереходный типы сезонного протаивания, которые при многолетних климатических колебаниях могут перейти в сезонное промерзание и обратно. Длительно устойчивый тип сезонного протаивания наблюдается только на участках распространения безлесных торфяников на разных элементах рельефа.

Сезонное промерзание грунтов почти везде относится к переходному типу; на хорошо прогреваемых склонах южной экспозиции могут встречаться и другие типы.

Годовая амплитуда среднемесячных температур на поверхности грунта, в основном, определяется континентальным климатом территории с амплитудой колебания среднемесячных температур воздуха по ближайшим метеостанциям от 22,2 до 24,0 °С. Поверхностные покровы (растительный и снежный) уменьшают годовую амплитуду температур на поверхности грунта. Так, на низких заболоченных поверхностях поймы, надпойменной террасы и торфяниках на разных элементах рельефа, где наблюдается толстый моховой покров и густые заросли ерника, амплитуда колебаний температур на поверхности грунта составляет 10,0-13,5 °С, что соответствует умеренно континентальному типу сезонного промерзания и протаивания. На высоких террасах, склонах и водоразделах существует континентальный тип промерзания и протаивания с амплитудой 13,5-17,0 °С, так как моховой покров и другая растительность здесь имеют меньшее теплоизолирующее влияние.

По составу пород разных стратиграфо-генетических комплексов выделяются типы сезонного протаивания и промерзания грунтов для песков и супесей, суглинков и глин, торфа и заторфованных грунтов.

Протаивание грунтов начинается с начала мая при переходе среднесуточной температуры воздуха через 0 °С, происходит сверху и заканчивается к концу сентября. Темп протаивания наибольший в начале лета, далее довольно медленный. Минимальная глубина сезонного протаивания (0,2-0,7 м) наблюдается на участках, где с поверхности залегает торф и заторфованные грунты и в переувлажнённых суглинках и глинах, а максимальная до 4,5 м – в маловлажных песках и коренных породах, перекрытых маломощным слоем рыхлых отложений.

1.5 Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследования керна

Скважины с отбором керна равномерно охватывают всю площадь месторождения (Рисунок). Керном охарактеризованы отложения усольского (пласт Ос), даниловского (пласт Пр), непского (пласт Вч) горизонтов, коры выветривания и фундамента. С отбором керна по осинскому пласту пройдено 1802 м при линейном выносе – 1456,2 м (81 %), по преображенскому пласту проходка составила 2280,8 м, вынос керна – 1797,7 м (79 %), по пласту Вч – проходка 3209,7 м, линейный вынос – 2344,5 м (73 %).

По коре выветривания проходка составила 918,7 м вынос керна – 656,5 м (71,5 %), по фундаменту проходка – 36,2 м, вынос – 35,8 м (99 %).

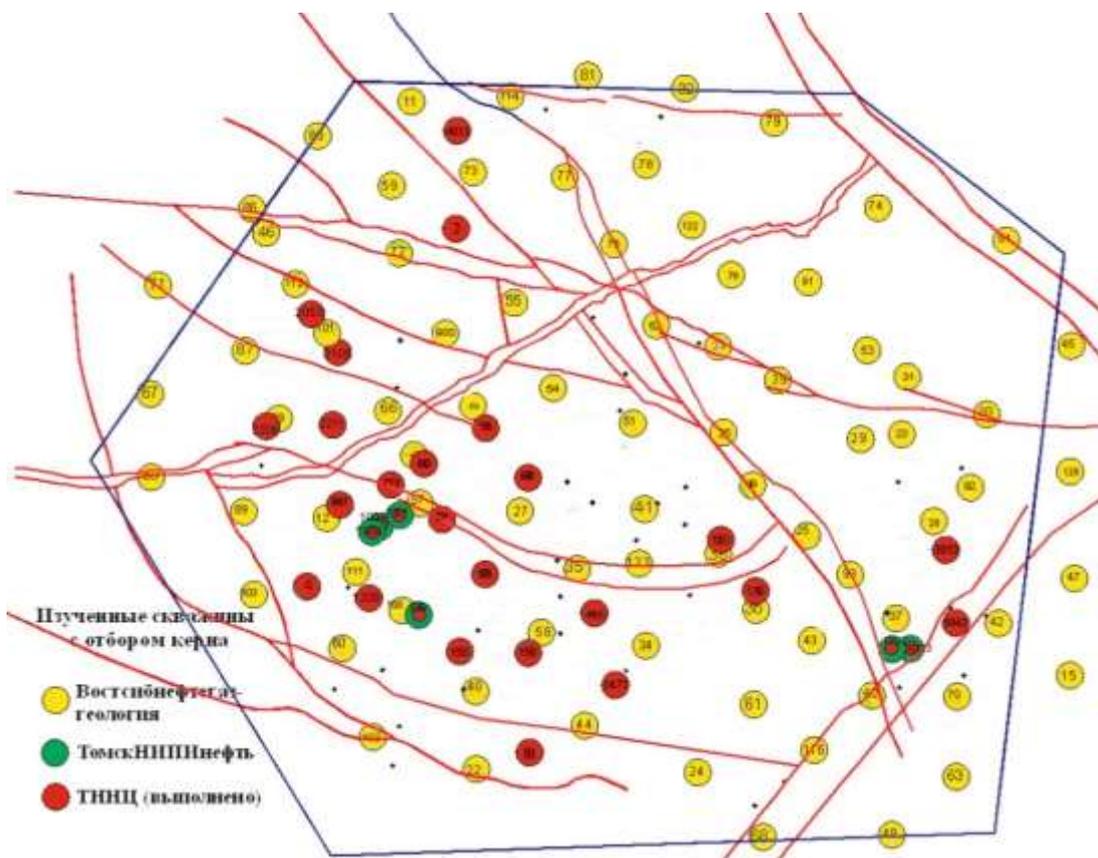


Рисунок – 4 Карта изученности кернавыми исследованиями Верхнечонского месторождения

1.6 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Верхнечонское месторождение многопластовое, сложное по степени геологического строения. Характерной морфологической особенностью строения залежей в пластах верхнечонского и преображенского горизонтов является их тектоническое экранирование. Сейсмическими работами последних лет установлено, что Верхнечонское месторождение разбито серией малоамплитудных, практически субвертикальных разломов на семь отдельных секторообразных блоков с центром, находящимся в районе скважин 52, 75. Один из западных блоков (скважины 55, 900, 101) разбит двумя поперечными разломами ещё на три части. Таким образом, всего выделено девять самостоятельных блоков (Рисунок 5).

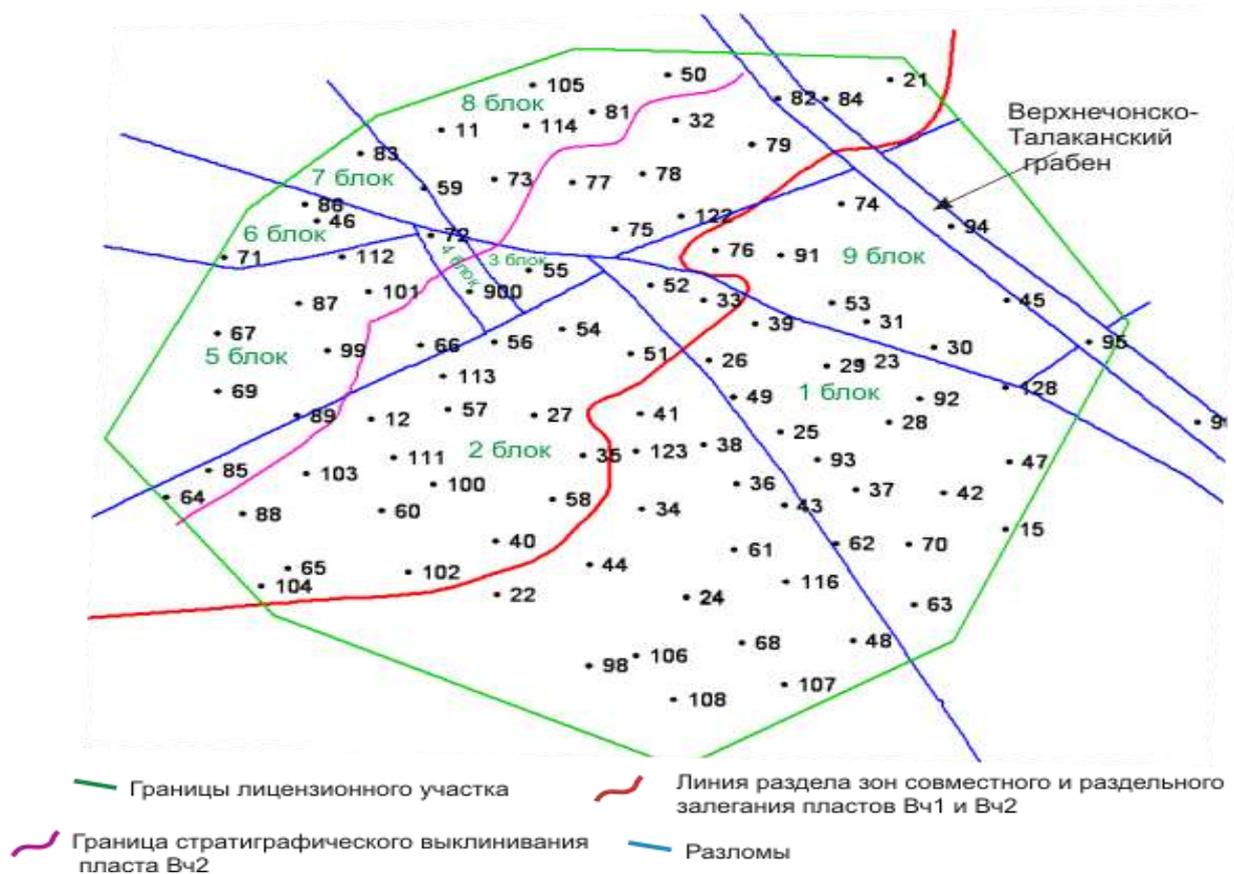


Рисунок - 5 Схема разломов и границ залегания пластов на Верхнечонском месторождении

Терригенная толща Верхнечонского месторождения представлена трансгрессивной серией, в которой выделяются три характерные зоны разреза: в восточной части месторождения первая и вторая зоны разделены аргиллитами, выдержанными как по площади, так и по разрезу (Рисунок 6).

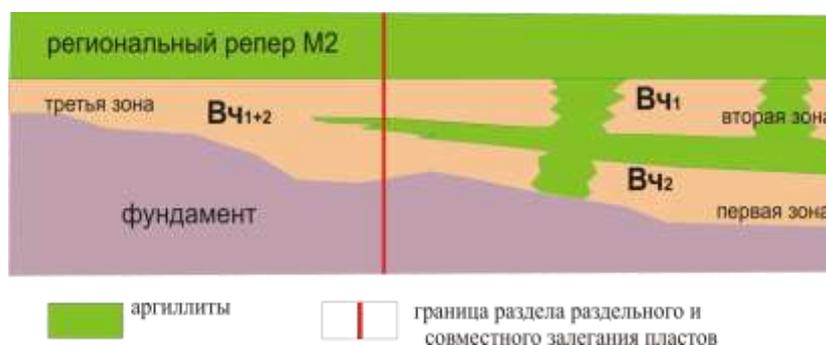


Рисунок - 6 Схематичный разрез терригенных отложений Верхнечонского месторождения

Толщина покрывки уменьшается с юго-востока на северо-запад с 26 до 0 м.

Отложения первой зоны идентифицируются как пласт $V_{ч2}$, а второй – $V_{ч1}$. При движении в западном направлении глинистый раздел опесчанивается, приобретая характер локального распространения. Эта часть отложений приурочена к третьей зоне и идентифицируется как пласт $V_{ч1+2}$. Территориально пласт $V_{ч1+2}$ приурочен, в основном, к блоку 2, где ведется интенсивное эксплуатационное бурение.

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками непской свиты (верхнечонские пласты $V_{ч1}$, $V_{ч2}$, $V_{ч1+2}$), карбонатами катангской свиты (преображенский горизонт – пласт Пр), карбонатами усольской свиты (осинский горизонт – пласт Ос).

Перспективными на нефть и газ на месторождении являются карбонаты тэтэрской свиты (устькутские пласты – $У_{к1}$ и $У_{к2}$) и бельской свиты (христофорский пласт – Хр).

По состоянию изученности месторождения на 01.01.2011 г. выявлено и поставлено на баланс 17 залежей нефти и газа, из них: 10 – в песчаниках верхнечонского горизонта, три – в доломитах преображенского горизонта и четыре – в карбонатах осинского горизонта. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные, из них семь – нефтяные, шесть – газонефтяные и четыре – газоконденсатные.

Залежи пласта $V_{ч2}$

Залежь 1, блок 1 – нефтяная, литологически и тектонически экранированная. Залежь вскрыта 10 разведочными скважинами, из которых 9 скважин находятся в контуре подсчета запасов нефти категории C_1 , где притоки нефти из пласта $V_{ч2}$ составили 3,6-108 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют в пределах от 2,1 до 12,5 м. Высота залежи составляет 21 м.

Длина залежи с северо-запада на юго-восток достигает 20,5 км, ширина с юго-запада на северо-восток – 13 км.

Залежь 3, блок 2 – нефтяная, литологически и тектонически экранированная. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах 34, 36, 38, 41, 68, 116 и 123 в контуре категории C_1 варьируют в пределах 8,3-12,7 м, составляя в среднем 7,5 м. При испытаниях получены притоки нефти дебитом 13,1-125,3 м³/сут. Длина залежи с северо-запада на юго-восток достигает 19,5 км, ширина с северо-востока на юго-запад – 17 км. Высота залежи составляет 36 м.

Залежь 9, блок 9 – нефтяная, подстилающаяся подошвенной водой. С юго-запада, юго-востока и северо-запада залежь экранирована тектоническими нарушениями, с севера ограничена линией внешнего водонефтяного контакта, проведенного на абсолютной отметке -1250,4 м. В скважинах, вскрывших 9 залежь, коллекторы пласта $B_{ч2}$ имеют нефтеводяное насыщение. Притоки нефти из них составляют 0,9-9,6 м³/сут, пластовой воды – 0,56-2,14 м³/сут. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи составляет 1,4 м. Протяженность залежи с северо-запада на юго-восток равна 20-22 км, с юго-запада на северо-восток – 3,0-6,5 км. Высота залежи составляет 6,4 м. На баланс поставлены запасы нефти по категории C_1 , границы которой проведены вокруг скважины 91 в радиусе 1 км.

Залежи пласта $B_{ч1}$

Залежь 2, блок 1 – нефтяная с газовой шапкой. Залежь литолого-тектонически экранированная. Газонефтяная зона прослеживается в восточной части залежи. Притоки газа получены в скважинах 28 и 42 с дебитами 105,1 и 123,4 тыс.м³/сут, соответственно. Внешний контур газоносности, определенный по данным испытаний скважин 28 и 70, проведен на абсолютной отметке -1215 м

Газонасыщенные толщины в скважинах 28 и 42 составляют 2,95 и 3,8 м, соответственно. Средняя толщина по залежи равна 3,3 м. Высота газовой залежи составляет 5 м. Длина газовой залежи равна 11,5 км, ширина – до 5 км.

Нефтяная зона имеет заливообразные границы своего распространения. Длина нефтяной залежи составляет 15-20 км, а ширина – варьирует в пределах от 1 до 11 км.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 8,6 м, в среднем составляя 5,1 м. Притоки нефти в этой залежи составляют 16,6-93,3 м³/сут. Высота нефтяной залежи равна 16 м.

Залежь 3, блок 2 подразделяется на две части. Одна часть локализуется в районе скважины 34, другая – в районе скважин 38 и 41. Разделяются залежи зоной замещения коллекторов в районе скважин 35 и 123. Кроме этого, различные части залежи имеют разные газонефтяные контуры. Залежи литологически экранированные.

По результатам испытания скважин 38 и 41 газонефтяной контакт проведен на абсолютной отметке -1240 м. Газовая зона, вскрыта скважиной 38, из которой получен приток газа дебитом 107,9 м³/сут. В этой скважине эффективная газонасыщенная толщина составляет 3,0 м. Длина залежи изменяется от 5,0 до 6,5 км, ширина – от 3,0 до 3,5 км. Высота газоносной зоны равна 7 м. Нефтяная зона вскрыта скважиной 41, при испытании которой получен приток нефти дебитом 17,7 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта В_{ч1} равна 4,8 м. Размеры нефтяной зоны с запада на восток – 2,0-4,0 км, с юга на север – до 2,3 км. Высота залежи составляет 5 м.

По результатам испытания скважины 34, из которой получен приток газа дебитом 28 тыс.м³/сут и приток нефти дебитом 1,4 м³/сут, проведен газонефтяной контакт на абсолютной отметке -1238 м. В скважине 34 эффективная газонасыщенная толщина пласта В_{ч1} равна 0,6 м, нефтенасыщенная – 5,1 м. Размеры газонефтяной зоны с юга на север – 3,7 км, с запада на восток – 3,5 км. В нефтяной зоне средняя нефтенасыщенная толщина составляет 2,2 м. Протяженность нефтяной зоны с юга на север достигает 3,7 км, с запада на восток – 4,0 км.

Залежь 10, блок 9 – газовая, без газожидкостных контактов. Максимальный приток газа получен в скважине 31 – 56,7 тыс.м³/сут. Вскрытые

эффективные газонасыщенные толщины пласта $V_{ч1}$ составляют 1,4-6,6 м. Высота этажа газоносности равна 9 м. Длина залежи с северо-запада на юго-восток составляет 12,0-13,0 км при ширине 2,5-4,0 км.

Залежи пласта $V_{ч1+2}$

Залежь 1, блок 1 – нефтяная. Вскрыта двумя разведочными скважинами 33 и 52. При испытании получены промышленные притоки нефти. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 13,6 до 14,9 м.

Залежь 3, блок 2 – нефтяная, с газовой шапкой. Площадь залежи подразделяется на две зоны – нефтяную и газонефтяную. Газонефтяная часть залежи вскрыта скважинами 51 и 54, в которых при испытании получены притоки газа дебитом 258 тыс.м³/сут (скв. 51) и нефти дебитом 105,6 м³/сут (скв. 54). ГНК принят на уровне а.о. -1240 м. Протяженность газонефтяной зоны с юго-запада на северо-восток – 5,0-8,5 км, с юго-востока на северо-запад – 7,0-8,0 км.

Нефтяная зона по пласту $V_{ч1+2}$ занимает большую часть залежи 3. Притоки нефти в пробуренных здесь разведочных скважинах 12, 27, 40, 56, 57, 58, 60, 100 составляют 9,6-128 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 4,4 до 15,2 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 10,0 м.

Протяженность нефтяной зоны с юго-запада на северо-восток составляет 11,5-17,5 м, с юго-востока на северо-запад – 13,0-15,0 км. Высота нефтеносности в нефтяной зоне составляет 55 м.

Залежь 5, 3 блок – газонефтяная, вскрыта скважиной 55, из которой получен приток газа дебитом 26,6 тыс.м³/сут и нефти дебитом 8,3 м³/сут. С севера, юго-запада и юго-востока залежь ограничена тектоническими нарушениями. Кроме этого, на севере границами залежи служат участки замещения коллектора. В скважине 55 вскрытая эффективная газонасыщенная толщина составляет 2,0 м, нефтенасыщенная – 2,1 м. Газонефтяной контакт, вскрытый скважиной 55, проводится на абсолютной отметке -1240,6 м. Размеры

газонефтяной зоны составляют с юго-востока на северо-запад – 3,0-4,5 км, с юго-запада на северо-восток – 3,5-5,6 км.

Залежь 6, блок 4 – газонефтяная, вскрыта скважиной 900, в которой получен приток газа дебитом 120 тыс.м³/сут и нефти дебитом 4,2 м³/сут. С юго-востока, северо-востока и юго-запада залежь экранирована тектоническими нарушениями, с северо-запада границей залежи служит линия литологического выклинивания коллекторов Вч₁₊₂.

По результатам испытания пластов Вч₁+Вч₂ в скважине 900 газонефтяной контакт проведен на абсолютной отметке -1248 м. Эффективная газонасыщенная толщина в этой скважине составляет 6,3 м, нефтенасыщенная – 2,7 м.

Протяженность газонефтяной зоны с юго-востока на северо-запад – 4,5-5,0 км, с юго-запада на северо-восток – 2,5 км.

Залежь 7, блок 5 – газонефтяная, ограничена линией выклинивания коллектора с юго-запада в районе скважин 67, 69 и с северо-востока в районе скважины 72, на остальных участках залежь экранирована разрывными нарушениями. По насыщению коллекторов пласта Вч₁₊₂ залежь 7 подразделяется на газонефтяную и нефтяную зоны.

Газонефтяная зона вскрыта скважиной 66, из которой при испытании получен приток газа дебитом 112,7 тыс.м³/сут и нефти дебитом 6,4 м³/сут. Газонефтяной контакт, вскрытый скважиной 66, проведен на абсолютной отметке -1248,0 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважине 66 составляет 3,1 м, нефтенасыщенная – 6,2 м. Размеры газонефтяной зоны с юго-востока на северо-запад составляют 4,0-6,5 км, а с юго-запада на северо-восток – 6,0-7,5 км.

Нефтяная зона вскрыта скважинами 87, 89, 99, 101, 112 с притоками нефти 3,4-230 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины, вскрытые в этих скважинах, составляют 3,1-7,7 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в этой зоне равна 6,2 м. Протяженность нефтяной зоны с юго-востока на северо-запад составляет 10 км, с юго-запада на северо-восток – 8 км. Высота залежи в нефтяной зоне равна 18,5 м.

Залежь 8, блок 8 – газонефтяная. Границей залежи с юго-запада и северо-востока служит линия выклинивания коллекторов. С юго-востока и юго-запада залежь экранируется разрывными нарушениями. С северо-востока залежь ограничена технической границей, проходящей в километре на восток от скважины 32.

С севера залежь подпирается подошвенной водой и ограничивается линией внешнего контура нефтеносности, проведенного на абсолютной отметке -1283,1 м.

По насыщению коллекторов пласта $V_{ч1+2}$ в рассматриваемой залежи выделяются следующие зоны: газовая, газонефтяная, нефтяная и водонефтяная.

Газовая зона вскрыта скважиной 122, из которой при ее испытании получен приток газа дебитом 270 тыс.м³/сут. Эффективная газонасыщенная толщина в этой скважине составляет 8,1 м. Размеры газовой зоны следующие: с юго-востока на северо-запад – до 4,5 км, с юго-запада на северо-восток – 4,5-8,5 км. Высота газовой части залежи 8 равна 13 м.

Газонефтяная зона вскрыта скважиной 78, в которой при испытании получен приток газа дебитом 132,7 тыс.м³/сут. По данным испытаний и прямых геофизических исследований, проведенных в скважине 78, песчаники пластов $V_{ч1}+V_{ч2}$ имеют газовое и нефтяное насыщение, на основании чего проведен газонефтяной контакт на абсолютной отметке -1260,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина, вскрытая скважиной 78, составила 8,0 м, нефтенасыщенная – 1,4 м. Размеры газонефтяной зоны, следующие: с юго-востока на северо-запад – до 5 км, с юго-запада на северо-восток – до 2,5 км.

Нефтяная зона вскрыта скважинами 11, 32, 114, 81, при испытании из которых получены притоки нефти дебитами 55,0-114,2 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины, вскрытые продуктивными скважинами, составляют 1,4-11,1 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в нефтяной зоне равна 6,7 м. Длина нефтяной зоны равна 22 км, ширина варьирует в пределах от 2,5 до 4,0 км. Высота нефтяной части залежи равна 23 м.

Водонефтяная зона прослеживается полосой с запада на восток, длина которой 22 км, ширина – 1-4 км, расположена практически за границей лицензии. В скважине 105 при испытании получен приток воды дебитом 3,7 м³/сут, а в скважине 50 насыщение коллектора пластовой водой определено прямым геофизическим методом – ОПК. По этим данным водонефтяной контакт проведен на абсолютной отметке -1283,1 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в этой зоне равна 4,2 м.

Залежи преображенского горизонта

Залежь 11, блок 2 – основная нефтяная залежь преображенского горизонта. Южной границей залежи служат границы зоны замещения и предполагаемая граница распространения коллектора. С северо-востока и северо-запада залежь ограничивается тектоническими нарушениями. Максимальная длина залежи – 36,5 км, максимальная ширина – 29 км. При подсчете запасов нефти по залежи 11 преображенского горизонта в расчет принимались эффективные толщины более 6 м, исходя из сложности освоения коллектора, требующей дополнительных расходов на проведение кислотных обработок, затраты на которые могут быть некомпенсированными в случае малых толщин. Эта минимальная рентабельная толщина принята условно в подсчете запасов.

Из скважин, пробуренных в этой зоне, 12 скважин испытаны в колонне с кислотной обработкой пласта, обеспечившей притоки нефти дебитами 1,2-43,2 м³/сут. Две скважины (36 и 57) опробованы пластоиспытателем в процессе бурения. Притоки не получены. Высота нефтяной залежи составляет 86 м.

Залежь 12, блок 3 – нефтяная, тектонически экранированная. Залежь имеет незначительные размеры. В пределах залежи пробурена скважина 55, по которой эффективная толщина преображенского горизонта составила 14,6 м. При испытании с кислотной обработкой пласта на штуцере 6 мм получен приток нефти дебитом 7,6 м³/сут. Высота залежи равна 14,6 м. Запасы залежи относятся к забалансовым.

Залежь 13, блоки 4 и 5 – газонефтяная, тектонически экранированная. С запада залежь ограничена шестиметровой изопахитой и техническими границами разведанности залежи. Остальными границами служат малоамплитудные тектонические нарушения. Размеры залежи: максимальная длина равна 24,5 км, ширина – 10,5 км. В поле категории С₁ попали две скважины: 101 и 112. Суммарная эффективная толщина изменяется от 5,9 до 14,2 м.

По насыщению пласта залежь разделяется на три зоны: газовую, газонефтяную и нефтяную.

Газовая зона в юго-восточной части залежи вскрыта скважиной 900. С востока и юга экранируется дизъюнктивными нарушениями, с севера и запада – внутренним контуром газонефтяного контакта, проведенного на абсолютной отметке -1224 м по результатам испытания скважин 900, 72, 101. Дебит газа, полученный после кислотной обработки скважины 900, равен 21,4 тыс.м³/сут, дебит конденсата – 2,76 м³/сут. Протяженность газовой залежи с юго-запада на северо-восток – 6,5 км, с юго-востока на северо-запад – 5 км. Высота газовой шапки – 15 м. Запасы газовой залежи не стоят на балансе ГКЗ.

Газонефтяная зона с северо-востока и юго-востока экранирована дизъюнктивными нарушениями, а с юго-востока, северо-запада и запада ограничена внешним и внутренним контурами нефтеносности. В пределах зоны пробурена скважина 66, а скважины 72, 99 и 101 пробурены на границе с нефтяной зоной. Суммарная эффективная толщина выдержана по площади, нефтенасыщенная толщина от нулевых значений в районе внутреннего ГНК равномерно увеличивается в западном направлении в сторону внешнего ГНК и достигает 14,2 м в скважине 101. При испытании скважины 66 в колонне после кислотной обработки получен только газ дебитом 3 тыс.м³/сут. Протяженность газонефтяной зоны в северо-восточном направлении – 7,3 км, а в северо-западном – 4,8 км. Высота этажа нефтеносности в пределах газонефтяной зоны составляет 13,8 м.

Нефтяная зона выделяется в западной и северо-западной части залежи 13. С юго-востока и северо-запада зона ограничена экранирующими тектоническими нарушениями, с востока – внешним контуром газонефтяного контакта, с запада – техническими границами разведанности залежи и изопахитой 6 м, условно принятой за минимальную рентабельную толщину. Протяженность залежи с юго-запада на северо-восток – 25 км, с северо-запада на юго-восток – 11 км. В пределах нефтяной зоны пробурено семь скважин: 69, 72, 87, 89, 99, 101, 112. Эффективная нефтенасыщенная толщина от нулевого значения в скважине 69 равномерно увеличивается в восточном направлении и достигает максимальных значений 14,2 м в районе газонефтяного контакта. Дебиты нефти, полученные при испытании скважин в контуре категории С₁, варьируют в пределах 5,68-6,10 м³/сут. В контуре категории С₂ фактически получены притоки нефти только в двух скважинах: 72 – 2,6 м³/сут, 99 – 0,4 м³/сут нефти и газа – до 2 тыс. м³/сут. В скважине 87 притока не получено, но здесь не проводились мероприятия по увеличению ФЕС пласта. В скважинах 69 и 89 испытания не проводились.

Залежь в районе скважины 46, блок б – нефтяная, вскрыта скважиной 46. Залежь оконтурена техническими границами, проведенными по кругу радиусом 1 км с центром в продуктивной скважине 46. Суммарная эффективная толщина в скважине 46 равна 13,6 м.

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Верхнечонского месторождения

Параметры	Пласт Ос	Пласт Пр	Пласт Вч ₁	Пласт Вч ₂	Пласт Вч ₁₊₂
Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	-959 (940-1001.7)	-1212 (1176.5-1247.7)	-1226 (1209.6-1244,8)	-1244.8 (1230,6-1244)	-1247,3 (1232,2-1280,8)
Абсолютная отметка ВНК, м	н/д	н/д	н/д	-1250.4	-1283.1
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-1224	1215 - 1240	н/д	1238 1240 1248
Тип залежей	литологически и тектонически экранированные				
Тип коллектора	карбонатный		терригенный		
Площадь нефтеносности, тыс.м ² *	н/д	н/д	121502	303117	463637
Площадь газоносности, тыс.м ² *	455932	-	78631	-	82926
Средняя общая толщина, м	42.2	20.5	7.8	14.5	9.8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.6	12.4	6.6	7.3	8.0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	11,8	11.3	4.4	-	4.8
Коэффициент песчаности, д.ед.	0.232	0.54	0.61	0.58	0.69
Коэффициент расчлененности, д.ед.	3.5	2.74	3.25	4.93	4
Средний коэффициент проницаемости, $\times 10^{-3}$, мкм ²	14.9	1.6	235.4	231.4	590.3
Средний коэффициент пористости, д.ед.	0.088	0.17	0.110	0.138	0.140
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0.88	0.88	0.8	0.8	0.8
Средний коэффициент начальной газонасыщенности пласта, д.ед.	0.88	н/д	0.8	н/д	0.8
Начальная пластовая температура, °С	9.8	14.5	14.7	18.8	14.3
Начальное пластовое давление, МПа	14.95	14.95	15.5		
Давление насыщения нефти газом, МПа	14.95	14.95	15.5		
Газовый фактор, м ³ /т	95.5	95.5	95.5		
Давление начала конденсации, МПа	14.95	н/д	н/д		
Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊), г/м ³	30	н/д	н/д		
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	778	778	778		
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	856		856		

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	4.5		
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.18		
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1290		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	3.97		
Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа*м)	н/д		15
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0.467	0.382**	0.590

* Площади нефтегазоносности даны в пределах лицензионного участка по залежам, запасы которых числятся на балансе

** Для преображенского горизонта приведен коэффициент вытеснения по газу.

1.7 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Плотность пластовых нефтей Верхнечонского месторождения изменяется от 0,66 до 0,85 г/см³, преобладают значения 0,7- 0,8 г/см³, то есть согласно существующей классификации они относятся к классу «обычных». Свойства пластовой нефти Верхнечонского месторождения представлены в таблице 2.

Вода карбонатных отложений осинского горизонта имеет плотность в пластовых и стандартных условиях 1,29 г/см³, минерализацию – 395,18 г/л, вторую соленостью – 84,98%-экв. В воде содержатся ионы: кальция – 94,19 г/л, магния – 14,59 г/л, сульфатов – 0,051 г/л, брома – 6093 мг/л, йода – 6,77 мг/л, бора – 41 мг/л. Вода карбонатного пласта преображенского горизонта характеризуется плотностью в пластовых и поверхностных условиях 1,23 г/см³, минерализацией – 335,5 г/л, второй соленостью – 84,28%-экв. В воде содержатся ионы: кальция – 86,17 г/л, магния – 10,94 г/л, сульфатов – 0,17 г/л, брома – 4730 мг/л.

Вода терригенных отложений верхнечонского горизонта характеризуется плотностью в пластовых и поверхностных условиях 1,29 г/см³, минерализацией – 389,81-396,07 г/л, второй соленостью – 93,76-96,18%-экв. В воде содержатся

ионы: кальция – 113,23-114,22 г/л, магния – 10,44-13,37 г/л, калия и натрия – от 4 до 195 г/л, сульфатов – до 0,53 г/л, брома – 6530 мг/л. Газосодержание вод верхнечонского горизонта равно 0,23 м3/т. Вязкость в пластовых условиях имеет значение 3,971 мПа·с.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти Верхнечонского месторождения

Пласт Вч		
Наименование параметра	Численные значения	
	диапазон значений	принятые
Пластовое давление, МПа	123.8-163.2	15.5
Пластовая температура, °С	10.02.2020	18
Давление насыщения, МПа	13-16	15.5
Газосодержание, м ³ /т	83.9-118	95.5
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т: P ₁ = 0,78МПа; t ₁ =10 °С P ₂ = 0,34МПа; t ₂ =30 °С P ₃ =0,25 МПа; t ₃ =60 °С	101.1-110.2	101.1 106.3 110.2
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	759-802.8	778.19
Вязкость в условиях пласта, мПа с	3.2-4.5	4.5
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8.4-28.3	10.7
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 °С: - при однократном (стандартном) разгазировании	0.897-1.08	1.02
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.852-0.985	0.88
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 °С: - при однократном (стандартном) разгазировании	853-867	866.97
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	840-860	856.38

Критические параметры пластового газа и его физические свойства, а также свойства конденсата Осинского горизонта приведены в таблице 3.

Проба конденсата характеризуется довольно низкими значениями величин плотности – 0,6592 г/см³, молекулярной массы – 89 ед., показателя преломления – 1,3771, кинематической вязкости – 0,57 сСт, что позволяет отнести конденсат к типу очень легких конденсатов. Температура 10%-ного отгона равна 33 оС, 50%-ного – всего 70 оС, при 125 оС отгоняется основная

часть конденсата – 80% объема. Температурный интервал выкипания остальных 15% объема конденсата растянут до 198 оС. Остаток перегонки составляет 3,4% объема. Присутствие в конденсате 0,34% смолистых соединений и остатка перегонки выше 200 оС, притом, что подавляющая часть конденсата отгоняется до 125 оС, свидетельствует о возможном наличии остаточного битуминозного вещества.

Таблица 3 - Параметры пластового газа Верхнечонского месторождения

Наименование параметра	Численное значение
1. Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	14.6
Температура пластовая, °С	9.8
Давление начала конденсации, МПа	14.7
Давление максимальной конденсации, МПа	3.4
Давление псевдокритическое, МПа	4.6
Давление приведенное, МПа	3.19
Температура псевдокритическая, °С	201
Температура приведенная, °С	1.4
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	-
Объемный коэффициент	0
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	0.8
Вязкость в условиях пласта, мПас	0.02
Теплоемкость, Дж/иС	-
Коэффициент Джоуля-Томсона. °С/атм	-
Содержание конденсата	39.4
- сырого (нестабильного)	40
- стабильного (дебутанизированного)	30
2. Стабильный (дебутанизированный) конденсат	
Плотность (стандартные условия), кг/м ³	726.8
Вязкость (стандартные условия), мПас	0.4
Молекулярная масса, г/моль	64.78
Температура начал кипения, °С	125

1.8 Запасы нефти, газа, КИН

Подсчёт запасов углеводородов Верхнечонского месторождения был проведён в 1995 году.

Запасы нефти по месторождению распределены следующим образом: основная часть запасов нефти сосредоточена в верхнечонском горизонте. На него приходится 57% геологических и 83% извлекаемых запасов нефти. В

преображенском горизонте сосредоточено 320 млн.т геологических за-пасов, что составляет 43% по месторождению. Извлекаемые запасы по этому горизонту – 35 млн.т. Осинский горизонт, в основном, газоносный, запасы нефти его нефтяной залежи незначительны – 1,4 млн.т.

По категории С1 запасы распределены следующим образом: 89% приходится на верхнечонский горизонт и 40 % – на преображенский (Рисунок 7).

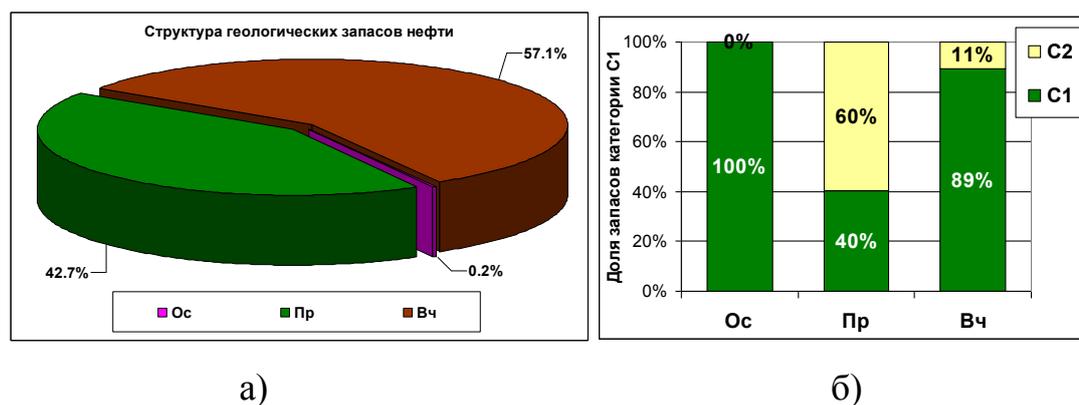


Рисунок - 7 Структура запасов нефти Верхнечонского месторождения по пластам (а) и категориям (б)

В целом, по месторождению по категориям С1+С2 геологические запасы нефти составляют 740 млн. т, извлекаемые – 201 млн.т.

Подавляющая часть запасов нефти верхнечонского горизонта 85,6% заключена в чисто нефтяных зонах залежей.

В карбонатных отложениях преображенского горизонта заключено 24,7% начальных балансовых запасов нефти категории С1, из которых 87,8% находятся в пределах II блока. На долю V и VI блоков приходится соответственно 10% и 2,3%.

Запасы свободного газа промышленной категории на месторождении заключены в пластах Верхнечонского горизонта и находятся в пределах I, II, V и VIII блоков.

Извлекаемые запасы Верхнечонского месторождения, утвержденные ГКЗ в 1995 г., составляют, представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Извлекаемые запасы Верхнечонского месторождения

Нефть	Конденсат	Газ
С ₁ - 159,5 млн. т.	С ₁ - 0,4 млн. т.	С ₁ - 56 млрд. куб. м.
С ₂ - 42,0 млн. т.	С ₂ - 2,9 млн. т.	С ₂ - 105 млрд. куб. м.

1.9 Текущее состояние разработки Верхнечонского месторождения

С момента открытия по настоящее время для Верхнечонского месторождения было составлено пять проектных технологических документов, технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициентов нефтеотдачи, ТЭО ввода в разработку и программа детальных исследований при реализации технологической схемы.

Первый проектный документ «Проект пробной эксплуатации Верхнечонского месторождения» был подготовлен в 1986 году институтом «Гипрвостокнефть» на основе оперативно подсчитанных запасов углеводородов, утверждён в ЦКР МНП.

В 1993 году Южно-Уральским отделением ВНИГНИ в составе темы по подсчету запасов было составлено «ТЭО коэффициентов нефтеотдачи продуктивных пластов Верхнечонского месторождения». Представленные запасы углеводородов были утверждены ГКЗ.

В 1997 году институтом «ТатНИПИнефть» был подготовлен отчет «ТЭО ввода в разработку Верхнечонского нефтегазового месторождения», в котором эксплуатация месторождения была признана экономически целесообразной только без учета вложения средств во внешний транспорт.

Основным проектным документом стала «Технологическая схема разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области», составленная в 1998 г. институтом «ТатНИПИнефть» и утвержденная ЦКР Минэнерго.

В 2009 году ООО «Тюменский нефтяной научный центр» выполнено «Дополнение к технологической схеме разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения», которое утверждено ЦКР Роснедра и в настоящее время является действующим проектным документом.

В данном документе, основываясь на опыте применения горизонтальных скважин, обоснована корректировка проектных решений технологической

схемы разработки в области выбора системы разработки верхнечонского и преображенского объектов. По верхнечонскому эксплуатационному объекту принят вариант разработки 2-2а, предусматривающий реализацию обращенной семиточечной системы разработки с применением горизонтальных скважин. Расстояние между скважинами – 1040 м. Для достижения проектного КИН предлагается с 2016 года использовать водогазовое воздействие. Для уточнения эффективности водогазового воздействия на объекте Вч в 2014 году предлагается провести опытно-промышленные работы по закачке водогазовой смеси на пилотном участке в районе разведочной скважины 111.

По преображенскому объекту принят вариант разработки 3-1, предусматривающий разработку объекта возвратным фондом с Вч и применение закачки газа для поддержания пластового давления.

Утвержденный вариант разработки предусматривал:

- применение равномерной треугольной сетки скважин с дифференцированной плотностью по блокам и участкам в зависимости от геолого-физических свойств;
- бурение 1011 скважин в границах категории С1, в газонефтяной зоне бурение скважин с горизонтальными стволами;
- поддержание пластового давления с начала разработки методами заводнения, а впоследствии и водогазового воздействия;
- отдельная закачка воды и совместный отбор жидкости в зонах отдельного залегания пластов Вч1 и Вч2;
- закачка пресной воды в слабозасолоненных зонах, минерализованной или сточной воды – в средnezасолоненных зонах;
- общий фонд скважин - 1011, в т.ч. 635 нефтяных добывающих, 287 нефтяных нагнетательных, 89 газовых;
- фонд скважин к бурению – 583, в т.ч. 293 нефтяных добывающих, 201 нагнетательных, 89 газовых;

- достижение КИН по категории С1 – 0,330, в том числе по пластам (Таблица 5):

Таблица 5 - Основные параметры разработки месторождения по пластам

Объект	КИН	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$
Вч	0,394	0,605	0,651
Пр	0,138	0,499	0,277
Ос	0,110	0,467	0,236

Максимальные проектные уровни приведены в Таблице 6

Таблица 6 - Максимальные проектные уровни

Параметр	Ед. изм.	Значение
Добычи нефти	тыс. т	7173
Добычи жидкости	тыс. т	21070
Закачки газа	млн. м ³	856,4
Закачки воды	тыс. м ³	25580
Использования растворенного газа	%	95

При этом основными задачами недропользователя являлись:

- обеспечить систематические (ежемесячные) замеры газового фактора по всему фонду скважин
- обеспечить качественный контроль текущей нефтенасыщенности;
- обеспечить научное сопровождение разработки месторождения
- обеспечить перевод УВ из категории С2 в С1, с учетом новой классификации запасов - в категории С1, В1.

Промышленная добыча на Верхнечонском месторождении началась в октябре 2005 года. Завершение строительства ключевых объектов инфраструктуры – 2014 году, в т.ч.:

- запуск третьей электростанции мощностью 64МВт с достижением общей мощности 90 МВт;
- завершение строительства установки подготовки нефти;
- запуск газокompрессорной станции.

2. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Для вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов в участках с прорывами нагнетаемой воды предлагается рассмотреть применение одного из гидродинамических методов повышения нефтеотдачи – циклическое заводнение. Этот метод направлен на доизвлечение остаточных извлекаемых запасов путём создания волн давления в пласте нагнетаемой водой.

Математическая модель столь сложного процесса как процесс циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов может быть построена на базе двумерной нестационарной задачи теории фильтрации с учетом специальных гистерезисных явлений, возникающих при пульсационных изменениях характерных величин. Такая модель даст возможность исследовать ряд тонкостей в механизме процесса при его реализации в различных условиях.

Для того чтобы модель была конструктивной, она должна опираться на предельно простую схематизацию строения пласта и условий разработки.

2.1 Технология применения циклического заводнения

Суть метода циклического воздействия заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения. Механизм циклического воздействия на пласт приведён на рисунке 8 и в приложении Б.

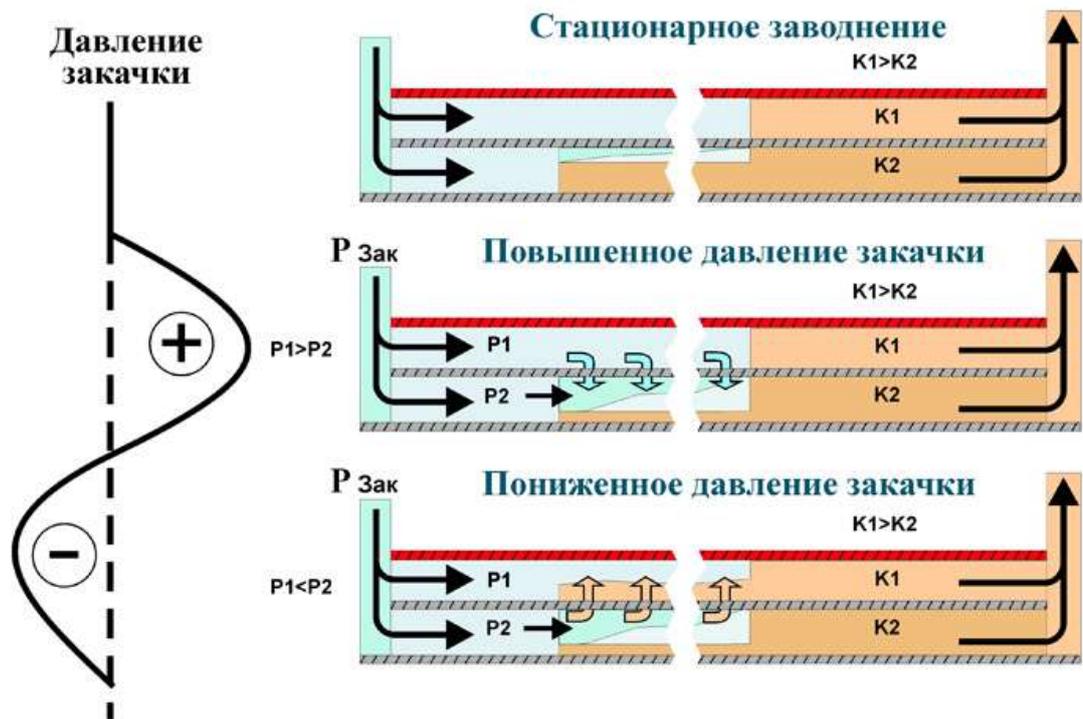


Рисунок 8 - Механизм циклического воздействия на пласт

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

2.2 Выбор участка для циклического заводнения

На рисунке 9 и в приложении В представлена карта плотности извлекаемых запасов. По данной карте можно сделать вывод, уже происходит прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины, появляются целые зоны с высоким обводнением нагнетаемой водой, содержащие значительные остаточные запасы и характеризующиеся низким коэффициентом извлечения.

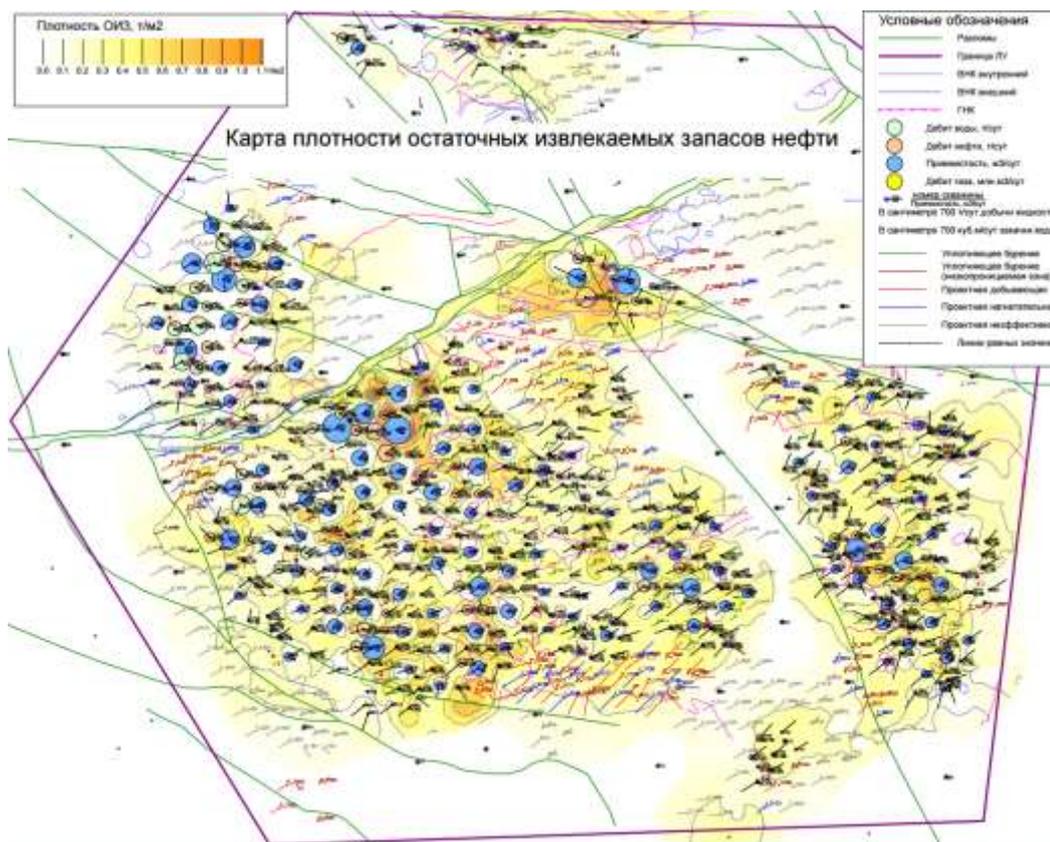


Рисунок 9 - Карта плотности ОИЗ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается возможность применения циклического заводнения для повышения нефтеотдачи и уменьшения обводнённости скважин.

Основные геологические критерии для применения циклического заводнения:

1. Толщенная неоднородность пласта - основной геологический критерий для применения циклического воздействия. Если пласт может быть разбит на 2 (или более) неизолированных пропластка, проницаемости которых

отличаются не менее, чем в 3 - 4 раза, то этот пласт является хорошим объектом для применения циклического воздействия.

2. Гидродинамическая связанность прослоев - второй важный геологический критерий для применения метода, и эта связанность должна быть почти полной. Снижение её до величины менее 60-70% резко уменьшает эффективность циклического воздействия.

3. Трещиноватость пластов - это вид сильной неоднородности по проницаемости. Хорошая гидродинамическая связанность трещин и блоков и существенный объем блоков делает трещиновато-пористые пласты классическим объектом для применения циклического воздействия.

4. Для эффективного применения циклического заводнения вязкость нефти не должна быть слишком большой (как и для обычного заводнения). В то же время имеются данные о снижении вязкостной неустойчивости за счет применения циклического заводнения в случае вязких нефтей.

5. Эффективность циклического заводнения зависит от времени обычного заводнения, предшествующего циклическому. Теоретически, чем меньше это время, тем существеннее итоговый эффект, поскольку длительный межслойный обмен, происходящий в безводный период, обеспечивает наибольший перенос нефти в зоны активного дренирования.

Для проектирования данного метода был выбран участок с большим процентом обводнённости. Этому требованию больше всего подходит блок №5, представленный на рисунке 10.

Проведя анализ геологического строения участка, был сделан вывод о наличии коллекторов с высокими значениями проницаемости, так называемых «суперколлекторов», а также коллекторов с пониженной проницаемостью, которые распространены в центральной части участка, к которому приурочены основные остаточные запасы. Вытеснение жидкости из пластов различной проницаемости происходит со скоростями, которые в основном определяются проницаемостями, поэтому идет неравномерная выработка нефти из пластов и

пропластков. Значительная часть запасов в низкопроницаемых слоях и зонах остается не охваченной нагнетаемой водой.

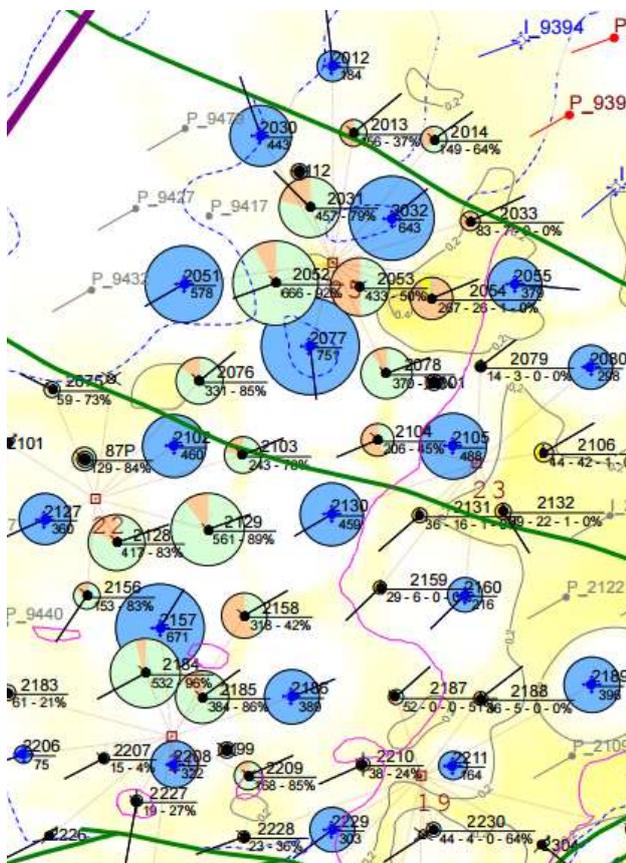


Рисунок – 10 Блок № 5

Рассмотрим нагнетательные скважины № 2030, 2032, 2051, 2077, 2102 и 2130. По данным гидропрослушивания общими реагирующими на изменения давления этими нагнетательными скважинами являются добывающие скважины № 2052, 2078 и 2076. Эти скважины и будут приняты для последующих расчётов. Пласт представляется в виде двухслойной системы с полной или частичной гидродинамической связью между пластами.

Конструирование двухслойной модели пласта строго подчинено раскрытию основы эффективности процесса циклического воздействия.

Превращая набор многих слое в два слоя, сложное распределение - в двухступенчатое, необходимо, прежде всего, иметь в виду межслойный обмен жидкостью. Это значит, что в рамках данного подхода объединять в один слой нужно пропластки, минимально отличавшиеся по проницаемости.

Информацию о распределении проницаемостей можно, как известно, получить по данным обработки дебитограмм, по результатам измерений проницаемостей кернов и по данным геофизических исследований скважин.

Преимущество отдается геофизическим методам как наиболее полно разработанным. Метод позволяет по всей вскрытой мощности пласта выделить прослой 0,5-2 м разной проницаемости (Рисунок 3.4) и эти прослой заносятся в таблицу интервалов нефтенасыщенных толщ (Таблица 7). Из таблицы 7 виден контраст проницаемостей, что благоприятно способствует внедрению циклического заводнения.

Обработка геофизической информации в соответствии с сформулированными ниже положениями производится следующим образом:

1. По результатам поинтервальных геофизических замеров находится средневзвешенное по мощности значение проницаемости пласта

$$K_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (2.1)$$

где k_i - проницаемость i -го прослоя с мощностью h_i ;

n - число замеров проницаемости.

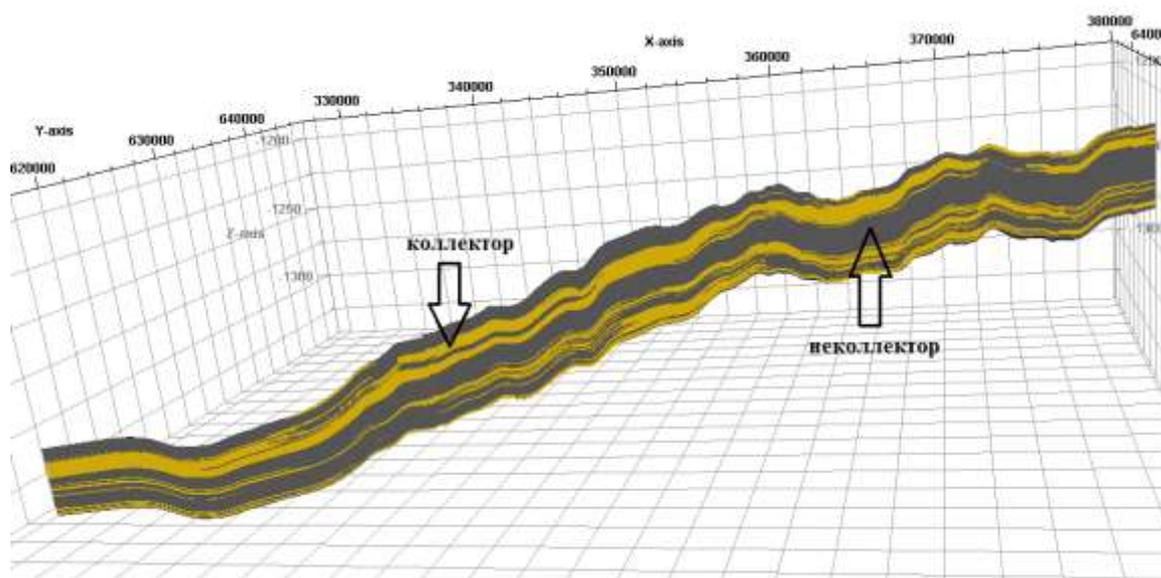


Рисунок – 11 Разрез куба коллектора объекта Вч

Таблица 7 – Интервалы нефтенасыщенных толщ по скважинам

№ скважины	Абсолютная отметка нефтенасыщенных толщ, м	Мощность нефтенасыщенных толщ, м	Проницаемость, мД
2030	1247,3-1249,8	2,5	946
	1251,4-1254,0	2,6	803
	1258,3-1261,3	3	427
	1262,2-1265,8	3,6	284
2032	1245,5-1248,3	2,8	907
	1249,7-1251,9	2,2	785
	1253,0-1256,6	3,6	421
	1258,0-1261,1	3,1	275
2077	1246,7-1248,2	1,5	934
	1250,2-1253,4	3,2	750
	1255,0-1258,2	3,2	412
	1260,7-1264,1	3,4	302
2051	1249,2-1252,3	3,1	932
	1255,4-1257,4	2	767
	1259,0-1262,1	3,1	398
	1264,5-1267,6	3,1	299

$$K_{cp} = \frac{2,5 * 946 + 2,6 * 803 + 3 * 427 + 3,6 * 284 + 2,8 * 907 + 2,2 * 785 + 3,6 * 421 + 3,1 * 275 + 1,5 * 934 + 3,2 * 750 + 3,2 * 412 + 3,4 * 302 + 3,1 * 932 + 2 * 767 + 3,1 * 398 + 3,1 * 299}{2,5 + 2,6 + 3 + 3,6 + 2,8 + 2,2 + 3,6 + 3,1 + 1,5 + 3,2 + 3,2 + 3,4 + 3,1 + 2 + 3,1 + 3,1} = 567,85 \text{ мД}$$

Далее считается, что все значения проницаемости, меньше полученного среднего значения, представляют малопроницаемый слой, а все прослои проницаемости, большими, чем K_{cp} – высокопроницаемый слой.

2. Соответственно, проницаемости выбранных таким образом слоев определяются соотношениями:

$$\bar{K}_1 = \frac{\sum_{i=1}^m k_i * h_i}{\sum_{i=1}^m h_i}, \bar{K}_2 = \frac{\sum_{i=m+1}^n k_i * h_i}{\sum_{i=m+1}^n h_i} \quad (2.2)$$

где m – число замеров проницаемости, больших средней проницаемости, в которых $K_i > K_{cp}$.

Тогда проницаемость высокопроницаемого слоя:

$$\begin{aligned} \widetilde{K}_1 = & \frac{2,5 * 946 + 2,6 * 803 + 2,8 * 907 + 2,2 * 785 + 1,5 * 934 + 3,2 * 750}{2,5 + 2,6 + 2,8 + 2,2 + 1,5 + 3,2 + 3,1 + 2} + \\ & + \frac{3,1 * 932 + 2 * 767}{2,5 + 2,6 + 2,8 + 2,2 + 3,6 + 1,5 + 3,2 + 3,1 + 2} = 851,44 \text{ мД} \end{aligned}$$

Проницаемость низкопроницаемого слоя:

$$\begin{aligned} \widetilde{K}_2 = & \frac{3 * 427 + 3,6 * 284 + 3,6 * 421 + 3,1 * 275 + 3,2 * 412 + 3,4 * 302}{3 + 3,6 + 3,6 + 3,1 + 3,2 + 3,4 + 3,1 + 3,1} + \\ & + \frac{3,1 * 398 + 3,1 * 299}{3 + 3,6 + 3,6 + 3,1 + 3,2 + 3,4 + 3,1 + 3,1} = 298,82 \text{ мД} \end{aligned}$$

Мощности выделенных слоев для каждой скважины определяются как суммы мощности интервалов, отвечающих проницаемостям

$$K_i > K_{\text{ср}} \text{ и } K_i \leq K_{\text{ср}}$$

Пропластки принимаются однородными по простиранию пласта.

3. Считая мощность i -го пропластка также постоянной вдоль пласта, нетрудно получить основные выражения для мощностей двух выделенных слоев:

$$\widetilde{h}_1 = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{N}, \widetilde{h}_2 = \frac{\sum_{i=m+1}^n h_i}{N}, \quad (2.3)$$

где N - количество пропластков

Тогда мощность высокопроницаемого пласта будет равна:

$$\widetilde{h}_1 = \frac{2,5 + 2,6 + 2,8 + 2,2 + 3,6 + 1,5 + 3,2 + 3,2 + 2}{9} = 2,62 \text{ м.}$$

Мощность низкопроницаемого пласта:

$$\widetilde{h}_2 = \frac{3 + 3,6 + 3,1 + 3,2 + 3,4 + 3,1 + 3,1}{7} = 3,21 \text{ м}$$

Итак, построенная двухслойная модель характеризуется четырьмя параметрами: \widetilde{K}_1 , \widetilde{K}_2 , \widetilde{h}_1 , \widetilde{h}_2 .

4. Переходя к безразмерным величинам, мы сводим число параметров к двум

$$K_1 = \frac{\widetilde{K}_1}{K_{\text{ср}}}, K_2 = \frac{\widetilde{K}_2}{K_{\text{ср}}}. \quad (2.4)$$

$$K_1 = \frac{851,44}{567,85} = 1,50; K_2 = \frac{298,82}{567,85} = 0,53$$

Величины $h_1 = \widetilde{h}_1 * (\widetilde{h}_1 + \widetilde{h}_2)^{-1}$; $h_2 = \widetilde{h}_2 * (\widetilde{h}_1 + \widetilde{h}_2)^{-1}$ зависят от K_1, K_2 :

$$h_1 = \frac{1-K_2}{K_1-K_2}; h_2 = \frac{K_1-1}{K_1-K_2}. \quad (2.5)$$

$$h_1 = \frac{1 - 0,53}{1,50 - 0,53} = 0,48; h_2 = \frac{1,50 - 1}{1,50 - 0,53} = 0,52$$

Определение времени цикла

При циклической заводнении за время понижения или повышения закачки должен полностью использоваться упругий запас пласта и жидкостей. Продолжительность полупериода $T_{1/2}$ может определяться по формуле М.Л. Сургучёва:

$$T_{\frac{1}{2}} = \frac{0,5 * l^2}{\chi}, \quad (2.6)$$

где l - расстояние между нагнетательной и эксплуатационной галереями, м;

χ - средняя пьезопроводность пласта, m^2/c .

$$\chi = \frac{K_{cp}}{\mu_n * \beta^*}, \quad (2.7)$$

где K_{cp} - средняя проницаемость пласта, m^2 ;

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, $Pa * c$;

β^* - коэффициент упругоёмкости пласта, Pa^{-1} .

В свою очередь коэффициент упругоёмкости пласта равен:

$$\beta^* = m * \beta_{ж} + \beta_{п}, \quad (2.8)$$

где m - коэффициент пористости породы, д.е.;

$\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости жидкости, Pa^{-1} ;

$\beta_{п}$ - коэффициент сжимаемости породы, Pa^{-1} .

Для условий Верхнечонского месторождения примем следующие осреднённые параметры:

$$\beta_{\text{п}} = 2 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; \beta_{\text{ж}} = 10,7 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}; m = 0,14; \mu_{\text{н}} = 4,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}. \quad (2.9)$$

Тогда получим:

$$\beta^* = 0,14 \cdot 10,7 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10} = 3,5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}. \quad (2.10)$$

$$\chi = \frac{567 \cdot 10^{-15}}{4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3,5 \cdot 10^{-10}} = 0,36 \text{ м}^2/\text{с}$$

По масштабированным картам остаточных запасов расстояние между нагнетательной и эксплуатационной галереями варьируются от 950 до 1200 м, при среднем значении 1040 м. Тогда продолжительность полуцикла будет равна:

$$T_{\frac{1}{2}} = \frac{0,5 \cdot 1040^2}{0,36} = 1502222 \text{ с} = 17,4 \text{ суток}.$$

В соответствии с принимаемыми здесь представлениями жидкость, участвующая в межслойном перетоке, в идеальном случае имеет тот же фазовый состав, что и в слое, откуда происходит истечение.

Очевидно, все указанные величины, а также непосредственно безразмерное время, существенно влияют на безразмерные технологические показатели процесса циклического заводнения пласта.

2.3 Обоснование работы нагнетательных скважин

Работу нагнетательных скважин при циклическом заводнении примем такой, чтобы компенсация отборов закачкой не менялось в пределах всего цикла относительно базового варианта разработки. Изменение закачки в скважины примем на 50% больше в активном полуцикле и на 50% меньше в пассивном, тем самым за всё время цикла объём закачки будет такой же, как и в базовом варианте.

В таблице 8 представлены закачки в нагнетательные скважины в базовом и предложенном вариантах.

Таблица 8 - Технологические показатели нагнетательных скважин

№ скважины	Текущая закачка, м ³ /сут	Предложенная закачка в активном полуцикле, м ³ /сут	Предложенная закачка в пассивном полуцикле, м ³ /сут
2030	443	665	220
2032	643	964	321
2051	578	867	289
2077	751	1126	375
2102	460	690	230
2130	459	689	229

Для реализации метода были выбраны группы скважин, представленные на рисунке 12. Здесь красными линиями соединены скважины первой группы, зелёными – второй.

I группа – скважины № 2102, 2051, 2032;

II группа – скважины № 2130, 2077, 2030.

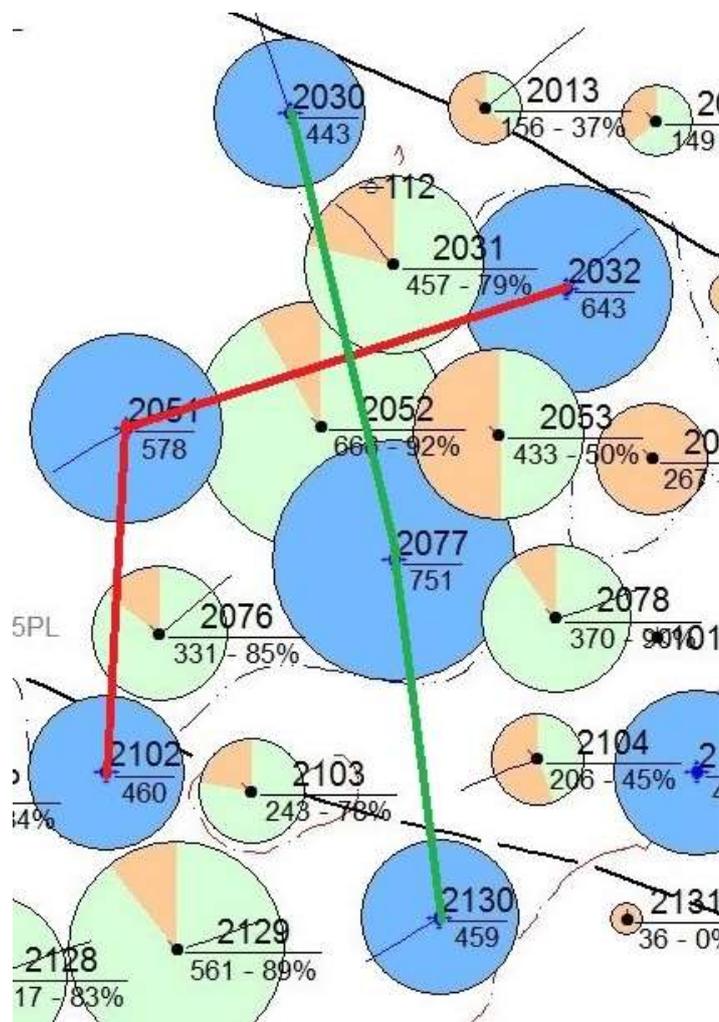


Рисунок 12 - Группы скважин для ввода в цикл

Эти скважины выбирались исходя из суммарной закачки по группам, чтобы компенсация отборов была такой же, как и при стационарном заводнении.

2.4 Расчет показателей процесса циклического заводнения элемента пласта

Необходимо рассчитать годовой эффект от применения метода, исходя из условия, что циклическое заводнение начинает применяться через шесть лет после начала эксплуатации момента залежи ($t_p = 6$ лет).

Для расчета зависимости $\eta(\tau)$ необходимо знать τ_* - безразмерное время заводнения, предшествующее циклическому в модельном процессе. Проведём пересчет временных масштабов в момент прорыва воды по высокопроницаемому слою для реального и модельного процессов.

Обводненность в момент прорыва в модельном пласте равна $k_1 h_1 = 1,5 * 0,48 = 0,72$ или 72%. Для реального пласта считаем, что вода уже прорвалась в скважины, поэтому считаем шестой год эксплуатации за момент прорыва ($t_{пр} = 6$ лет). В модельном пласте безразмерный момент прорыва будет равен:

$$\tau_{пр} = \frac{1}{k_1} = \frac{1}{1,5} = 0,67. \quad (2.11)$$

$$\text{Тогда } \tau_* = \frac{t_{пр} * \frac{1}{k_1}}{t_{пр}} = \frac{6 * 0,67}{6} = 0,67.$$

Находим временной масштаб для перехода от размерного времени к безразмерному:

$$\tau = \frac{t}{t_{пр} * k_1} = \frac{1}{6 * 1,5} = 0,11 \quad (2.12)$$

Это значит, что одному году разработки (t) отвечает безразмерное время $\tau = 0,11$.

Эффективность циклического заводнения оценивается коэффициентом ζ , представляющим собой отношение показателей добычи нефти при циклическом и обычном заводнении.

Отношение отборов нефти, накопленных за время применения метода рассчитывается по формуле:

$$\zeta = \begin{cases} 1 & \text{при } 0 < \tau < \frac{1}{k_1} - \tau^* \\ \frac{\frac{1}{k_1} - \tau + \int_{\frac{1}{k_1} - \tau^*}^{\tau} (1 - h_1 * k_1 * S_1^* - h_2 * k_2 * S_2^*) d\tau}{(\frac{1}{k_1} - \tau) h_1 * k_1 + h_2 * k_2 * \tau} & \text{при } 0 < \tau < \frac{1}{k_2} - \tau^* \end{cases}, \quad (2.13)$$

где S_1 и S_2 – текущие обводнённости высокопроницаемого и низкопроницаемого слоёв.

Для данного случая принимаем, что дренирование нефти происходит только по высокопроницаемому пласту, поэтому обводнённость высокопроницаемого слоя будет равна текущей обводнённости скважины, а обводнённость низкопроницаемого пласта примем равной 1%.

С помощью программного обеспечения MS Excel найдём отношения отборов нефти за время применения циклического заводнения по годам. Полученные данные представлены в таблице 9 и на рисунке 12.

Таблица 9 - Отношение отборов нефти за время применения циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
t (τ), годы	ζ		
1 (0,11)	1,17	1,19	1,18
2 (0,22)	1,14	1,17	1,16
3 (0,33)	1,11	1,13	1,15
4 (0,44)	1,09	1,10	1,12
5 (0,55)	1,07	1,07	1,08
6 (0,66)	1,04	1,05	1,07
7 (0,77)	0,82	0,90	0,99
8 (0,88)	0,75	0,84	0,87

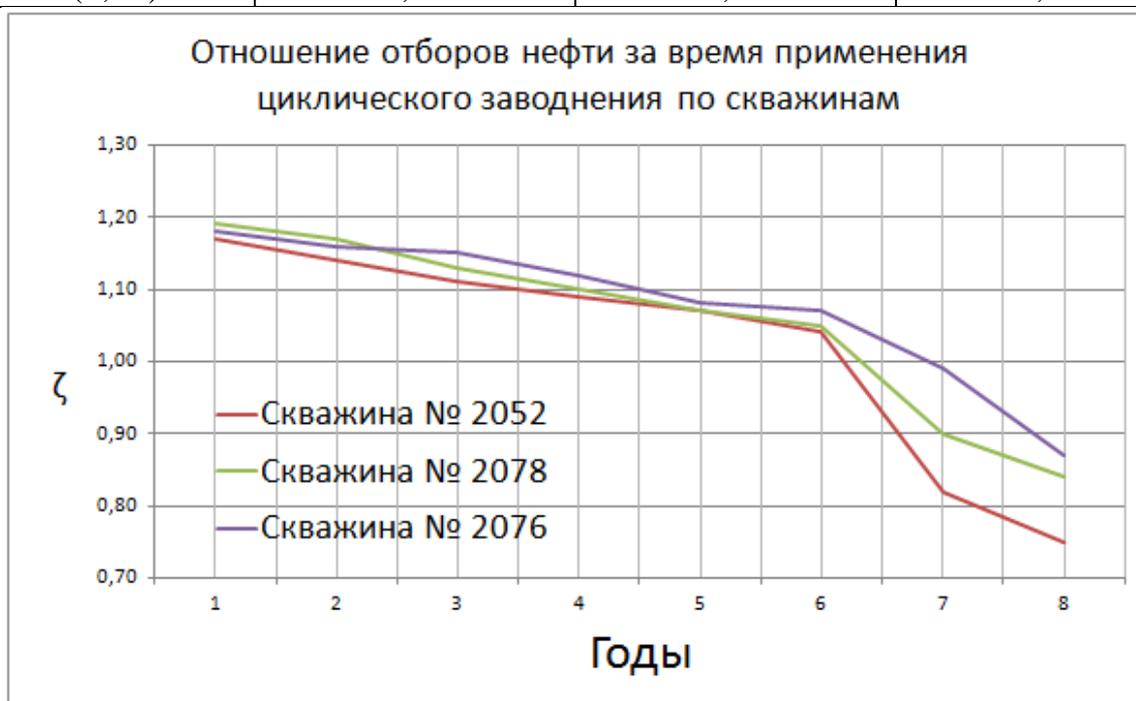


Рисунок 13 - Отношение отборов нефти за время применения циклического заводнения по скважинам

Из таблицы 9 видно, что применение циклического заводнения рентабельно в течении 6 лет. Поэтому далее эффект от применения метода будем рассчитывать за 6 лет.

Динамику технологических показателей найдём умножением текущих отборов нефти на соответствующий коэффициент ζ с учётом соответствия относительного времени абсолютному. Для этого необходимо знать текущие

дебиты анализируемых скважин. Технологические показатели добывающих скважин до циклического заводнения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические показатели добывающих скважин до циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
Текущий дебит жидкости $Q_{ж}$, т/год	243090	135050	120815
Обводнённость, д.е.	0,92	0,9	0,86
Текущий дебит нефти Q_1 , т/год	19447	13505	16914,1

Дебит нефти по годам за время применения циклического заводнения считается по формуле:

$$Q_{2i} = \zeta_i * Q_1, \quad (2.14)$$

где ζ_i - отношение отборов нефти за время применения циклического заводнения по годам;

Q_1 - текущий дебит нефти, т/год.

Динамика отбора нефти за время применения циклического заводнения представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Отбор нефти по годам за время применения циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
t (τ), годы	Дебит нефти при циклическом заводнении Q_2 , т/год		
1 (0,11)	22753,22	16070,95	19958,64
2 (0,22)	22169,81	15800,85	19620,36
3 (0,33)	21586,39	15260,65	19451,22
4 (0,44)	21197,45	14855,50	18943,79
5 (0,55)	20808,50	14450,35	18267,23
6 (0,66)	20225,09	14180,25	18098,09

Добыча будет осуществляться в базовом (постоянном) режиме, поэтому увеличение отборов нефти будет происходить за счёт уменьшения обводнённости продукции. Обводнённость продукции по годам будет равна:

$$W_i = \left(1 - \frac{Q_{2i}}{Q_{ж}}\right), \quad (2.15)$$

где $Q_{ж}$ - текущий дебит жидкости, т/год.

Динамика обводнённости продукции по годам за время применения метода представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Обводнённость продукции по годам за время циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
t (τ), годы	Обводнённость продукции (%)		
0 (0)	0,92 (92)	0,9 (90,0)	0,86 (86,0)
1 (0,11)	0,906 (90,6)	0,881 (88,1)	0,835 (83,5)
2 (0,22)	0,909 (90,9)	0,883 (88,3)	0,838 (83,8)
3 (0,33)	0,911 (91,1)	0,887 (88,7)	0,839 (83,9)

Продолжение таблицы 12 - Обводнённость продукции по годам за время циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
t (τ), годы	Обводнённость продукции (%)		
4 (0,44)	0,913 (91,3)	0,890 (89,0)	0,843 (84,3)
5 (0,55)	0,914 (91,4)	0,893 (89,3)	0,849 (84,9)
6 (0,66)	0,917 (91,7)	0,895 (89,5)	0,850 (85,0)

Дополнительная добыча нефти по годам (Таблица 13) будет равна разности отбора нефти с применением циклического заводнения и добычи при базовом варианте с учётом коэффициента эксплуатации.

$$\Delta Q_i = (Q_{2i} - Q_1) * K_э, \quad (2.16)$$

где $K_э$ – коэффициент эксплуатации ($K_э = 0,954$).

Таблица 13 – Дополнительная добыча нефти по годам за время применения циклического заводнения

№ скважины	2052	2078	2076
t (τ), годы	Дополнительная добыча при циклическом заводнении, т/год		
1 (0,11)	3153,95	2447,92	2904,49
2 (0,22)	2597,37	2190,24	2581,77
3 (0,33)	2040,79	1674,89	2420,41
4 (0,44)	1669,74	1288,38	1936,33
5 (0,55)	1298,68	901,86	1290,88
6 (0,66)	742,11	644,19	1129,52
Итого	11502,63	9147,48	12263,40

Вывод: на основе анализа карты остаточных запасов был выбран пилотный участок, подходящий для циклического заводнения. Для данного участка была построена двухслойная модель, были произведены расчёты режимов работ нагнетательных скважин, продолжительность цикла и в конечном итоге выведены отношения отборов при циклическом заводнении по сравнению со стационарным. По аналитическим расчётам при реализации метода прирост добычи нефти с трёх скважин за 6 лет реализации метода составляет 32913,51 тонны, уменьшив обводнённость скважин в первый год примерно на 2%.

3 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССОВ РАССОЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Наличие солевых отложений вносит свой вклад в процесс эксплуатации объекта.

Согласно промысловым данным эксплуатации на всей разбуренной площади отбирается значительная масса соли, минерализация попутной воды в скважинах составляет в среднем 300 гр/л, что говорит о повсеместном засолонении коллектора.

Результаты экспериментов на керне показывают существенное увеличение пористости и проницаемости образцов, отмытых солерастворяющими жидкостями (вода, спирт), что является следствием изменения структуры порового пространства при растворении соли. В связи с этим возникает вопрос о влиянии рассолонения коллектора на процесс вытеснения нефти, поскольку в настоящее время на объекте Вч пластовое давление поддерживается закачкой пресной воды, активно растворяющей соль.

На данный момент накоплен богатый материал по изучению коллекторских свойств образцов породы до и после рассаливания – порядка 1500 экспериментов.

Построена петрофизическая модель горизонта Вч, где разработан инструмент интерпретации комплекса ГИС для определения степени засолонения породы в разрезе скважин. На основании петрофизических зависимостей рассчитано трёхмерное распределение отложений соли в геологической модели объекта Вч.

Всё это является информационной основой для проведения всестороннего исследования процесса рассолонения.

Процесс рассолонения сопровождается многими факторами и определяется многими параметрами, заранее неизвестными и требующими оценки.

Лабораторные эксперименты позволяют получить только приближённые значения параметров, так как содержат в себе погрешности измерений и погрешности самой методики эксперимента.

Весьма важным является оценить чувствительность системы к изменению входных данных, провести анализ неопределённости основных параметров. Эта задача решалась на синтетической фильтрационной модели.

Наконец, практически важные оценки и решение поставленных задач исследования получены на фильтрационной модели пласта Вч.

В рамках работы ТТНЦ по исследованию, выполнено построение фильтрационной модели отдельного участка объекта Вч, поскольку неопределённость исходных данных и основных параметров процесса не позволяют осуществлять полномасштабное моделирование объекта, и, кроме того, сам объект эксплуатации находится в начальной стадии разработки и история разработки сравнительно мала.

На объекте Вч выделен участок, где накоплен необходимый для анализа промысловый материал. И получены результаты исследования на секторной модели пласта Вч [7, 14].

3.1 Функциональные возможности гидродинамических симуляторов воспроизведения процесса растворения солей

Рассматривались два гидродинамических симулятора: Eclipse и tNavigator.

Выбор симуляторов основывался исходя из следующих соображений: симуляторы имеют необходимый набор опций для реализации модели рассолонения коллектора; в рамках работ Департамента по сопровождению разработки построение/обновление фильтрационной модели объекта Вч осуществляется на симуляторе Eclipse; симулятор tNavigator позволяет без ущерба точности рассчитывать модели реализованные под Eclipse; наконец, имеются необходимые ресурсы для проведения исследования, в то время как

привлечение иных симуляторов приведёт к значительному удорожанию проекта (приобретение дополнительных лицензий, обучение и т.п.).

Помимо этого, другие симуляторы реализуют практически один и тот же подход в описании процесса рассолонения.

При изучении возможностей симуляторов принимались во внимание результаты предыдущих исследований [7, 8].

Симулятор Eclipse, на данный момент, является основным рабочим инструментом построения и обновления фильтрационной модели сопровождения разработки объекта Вч.

Полноценное описание процесса рассолонения в симуляторе Eclipse возможно только в композиционном варианте симулятора E300.

В E100 предлагается опция Brine (солёный раствор), которая позволяет рассмотреть процесс смешивания пластовой и закачиваемой воды разной минерализации, определить состав смеси в единице объёма в данный момент времени и на основе этого рассчитать свойства смеси (вязкость, плотность, объёмный коэффициент). Изменение свойств коллектора при этом не учитывается.

E300 имеет широкий набор опций, позволяющих моделировать взаимодействие породы с насыщающими флюидами:

- опция компонентного состава воды, твёрдой фазы, химических реакций.

Опция компонентного состава воды позволяет описать минерализованную воду как двухкомпонентную систему; опция твёрдой фазы позволяет задать соль на поверхности породы (кристаллизованная соль). Опция химических реакций определяет переход кристаллизованной соли в раствор и обратно (Рис. 14), [8].

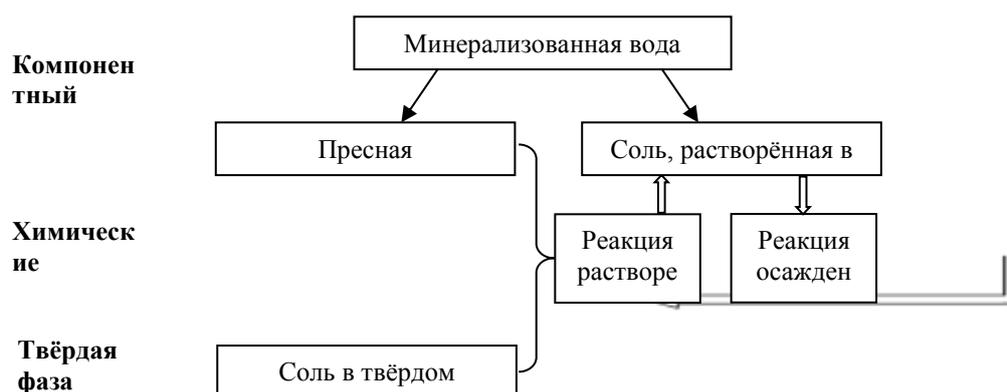


Рисунок 14 – Моделирование процесса рассолонения ECLIPSE 300, 2009 г.г.,
[8]

В общем случае с учётом фильтрационного потока и интенсивности источников/стоков изменение массы водного компонента определяется балансом потоков согласно схеме ниже:

$$\boxed{\begin{array}{c} \text{Изменение} \\ \text{концентрации} \\ \text{компонента } i \text{ в фазе} \end{array}} = \boxed{\begin{array}{c} \text{Фильтрационный} \\ \text{поток компонента} \end{array}} + \boxed{\begin{array}{c} \text{Скважинный} \\ \text{приток/отток} \\ \text{компонента} \end{array}} + \boxed{\begin{array}{c} \text{Изменение концентрации} \\ \text{компонента за счёт} \\ \text{химических реакций} \end{array}}$$

Для описания свойств воды в модели Eclipse необходимо задать:

- количество компонент воды (в данном случае это два компонента);
- сжимаемости компонент при определённом давлении;
- плотности компонент;
- молекулярную массу каждой компоненты;
- вязкости чистых компонент.

Значения свойств компонент, используемых в данном исследовании, представлены ниже в таблице 15.

Таблица 15 – Свойства пресной воды, соли NaCl и предельного раствора

Свойство	Ед. изм	Пресная вода	Соль (NaCl)	Насыщенный раствор (400 гр/л)
Плотность	гр/см ³	1.000	2.165	1.290
Молярный вес	гр/гмоль	18	58.443	21.8
Сжимаемость при Рпл	1/атм	2.22*10 ⁻⁵	1*10 ⁻⁵	2.22*10 ⁻⁵
Вязкость	сПз	1.2	27.35	4.6

Вязкость соли рассчитана на основе молярных долей воды и соли в насыщенном растворе, и вязкостей пресной воды и насыщенного раствора: молярная доля воды ω_{wat} в растворе с концентрацией соли 400 гр/л составляет

примерно 0.87, молярная доля соли – 0.13. Из уравнения $\mu_p = \omega_{\text{wat}}\mu_{\text{wat}} + \omega_{\text{zait}}\mu_{\text{zait}}$ находим вязкость соли 27.35 сПз как компонента раствора.

Для описания твёрдой фазы требуется задать:

– молярный вес соли, плотность, сжимаемость, начальное содержание соли.

Твёрдая фаза (кристаллизованная соль) заполняет поровое пространство и определяется в долях порового объёма. При растворении соли поровое пространство освобождается, поровый объём, соответственно, увеличивается. В модели Eclipse освобождённый поровый объём по умолчанию занят водой.

Общий поровый объём определяется как сумма объёмов, занятых флюидами и твёрдой фазой:

$$V_{\text{poro}} = V_{\text{fluid}} + V_{\text{solid}} = (V_{\text{oil}} + V_{\text{gas}} + V_{\text{wat}}) + V_{\text{solid}}$$

Введение в модель твёрдой фазы требует провести перерасчёт объёмов, занимаемых каждой фазой и общего порового объёма - симулятор автоматически нормирует насыщенности фаз и пересчитывает поровый объём через множитель $\frac{1}{1-S_{\text{solid}}}$.

Поэтому в модели с рассолонением, задавая насыщенность твёрдой фазы S_{solid} , необходимо задать пористость, предварительно умноженную на величину $(1-S_{\text{solid}})$, иначе поровый объём в модели будет неоправданно завышен.

Начальное содержание соли определяется на основе данных петрофизической и геологической моделей. По оценкам текущей геологической модели, начальное засолонение коллектора меняется в пределах от 0.1 до 0.83 д.е. порового объёма [7,8].

Свойства соли представлены в таблице 5.

Процесс взаимодействия воды с солью в породе определяется:

– стехиометрическими коэффициентами реакций растворения и осаждения;

- константами скоростей реакций.

Дополнительно Eclipse позволяет учесть влияние пористости на скорость реакции (как фактор площади поверхности контакта реагирующих веществ).

Реакции растворения и осаждения, в принятых ранее обозначениях, могут быть записаны в виде:



Поскольку пресная вода в результате реакции растворения никуда не исчезает, то $A = a$. Значения коэффициента A можно принять равным 1.

Основной проблемой в описании процесса растворения солей является подбор параметров реакций таким образом, чтобы при достижении концентрации растворённой соли в воде 400 гр/л, обе реакции находились в равновесии. Т.е. количество твёрдой соли, переходящей в раствор, было равно количеству соли, возвращающейся из раствора в твёрдое состояние.

Математическая модель растворения солей в симуляторе Eclipse соответствует уравнениям (1) - (3).

Аналитическое решение системы уравнений (1)-(3) имеет следующую структуру (на примере твёрдой фазы):

$$C_{\text{solid}}(t) = S_{\text{solid}} \cdot C_{\text{wat}}^{F(K_p, K_c, B, b, D, d)}, \quad (1)$$

где S_{solid} – начальное содержание соли в породе, $F(K_p, K_c, B, b, D, d)$ – некоторая линейная функция от стехиометрических коэффициентов и констант скоростей реакций, t – время, C_{wat} – концентрация пресной воды (как компоненты минерализованной воды).

На основе данного решения возможно определить неизвестные значения стехиометрических коэффициентов и констант скоростей реакции, которые будут обеспечивать равновесие реакций, из условия:

$$\frac{dC_{\text{solid}}}{dt} = \frac{dC_{\text{salt}}}{dt} = 0, \text{ при } C_{\text{salt}} = 400 \text{ гр/л}, \quad (2)$$

Проанализируем решение системы (1) – (3). Из структуры решения видно, что изменение концентраций соли в породе и в растворе зависит от начального засоления породы.

Это значит, что выполнение условия (2) при определённых значениях параметров реакций будет справедливо только для конкретного значения начального содержания соли. Для любого другого значения начального солесодержания S_{solid} условие равновесия будет достигнуто уже при иной концентрации соли в растворе.

В качестве примера на рисунке 15 показаны графики изменения концентрации соли в породе и растворе, на основе решения, полученного при начальном солесодержании $S_{solid} = 0.2$. И графики изменений концентраций для значения $S_{solid} = 0.8$, рассчитанные на основе этого же решения.

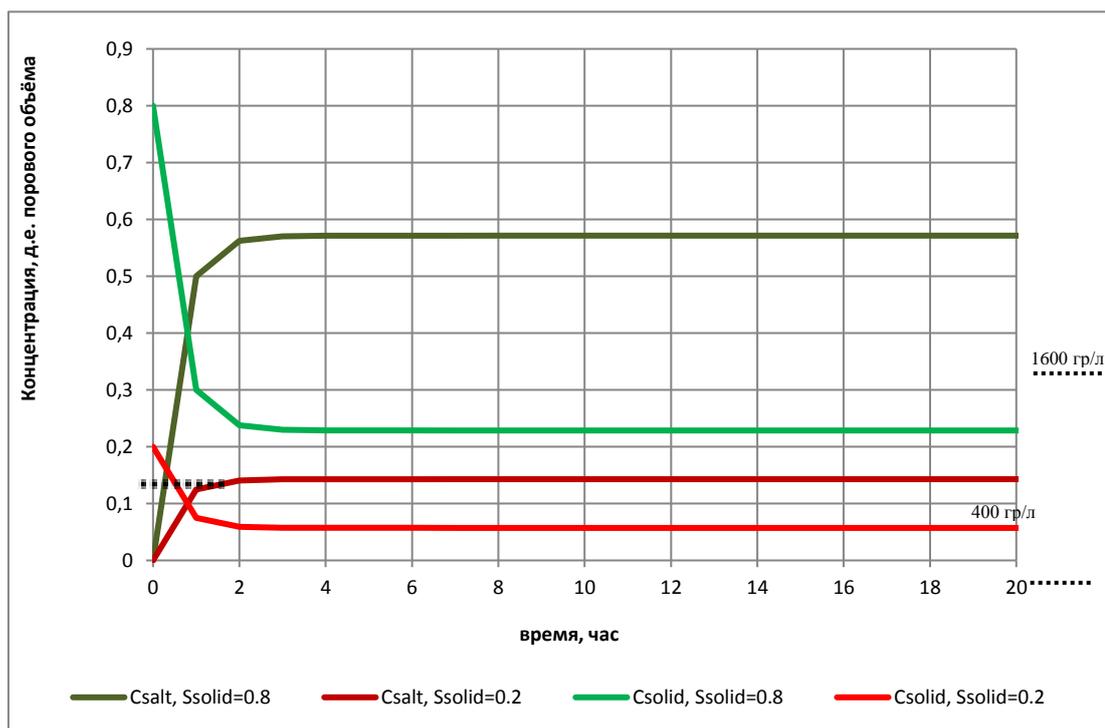


Рисунок – 15 Динамика концентраций соли в породе и в растворе при различном начальном содержании соли в породе

Как видно, в случае большего начального содержания соли в породе растворение согласно решению для $S_{solid} = 0.2$ не прекратилось после

минерализации раствора до величины 400 гр/л, равновесной для $S_{\text{solid}} = 0.2$, и в итоге растворился в 4 раза больший объём соли, равновесная концентрация соли в растворе составила 1600 гр/л.

Для ограничения компонентных превращений в химических реакциях определяют так называемую константу равновесия, при достижении которой реакции прекращаются.

В гидродинамическом симуляторе CMG опция констант равновесия химических реакций доступна также для компонент воды, что позволяет корректно описать процесс растворения пластовой соли. Однако в Eclipse данная опция доступна только для углеводородных компонент.

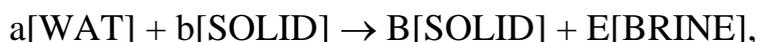
Выходом из этой ситуации в симуляторе Eclipse может быть более грубая модель растворения (Рис.16).



Рисунок – 16 Схема упрощенной модели растворения соли водой в E300

Водная фаза представляется двумя компонентами: пресной закачиваемой водой и раствором с заданной предельной концентрацией соли и соответствующими свойствами.

В данной схеме достаточно задать одну реакцию:



в результате которой, весь объём пресной воды при контакте с кристаллизованной солью превращается в предельно насыщенный раствор [BRINE].

Только в этом случае, возможно, избежать зависимость решения от начального содержания соли в породе, поскольку концентрация соли в растворе будет всегда одна и та же, вне зависимости от изменений содержания соли в породе.

Данная модель требует внимательного подбора параметров и позволяет рассматривать ограниченный класс прикладных задач. Например, нельзя рассчитать вариант разработки с закачкой воды различной степени минерализации.

Симулятор Eclipse, таким образом, оказывается не пригодным для детального описания процесса растворения соли и может быть использован только для грубой оценки процесса рассолонения.

Рассмотрим методы моделирования других факторов рассолонения.

Помимо увеличения порового объёма при отмыве соли происходит увеличение проницаемости среды. Симулятор Eclipse позволяет учесть изменение проницаемости через множитель подвижности компонент с помощью опции адсорбции твёрдой фазы [8].

Процесс рассолонения протекает в сторону уменьшения объёма соли в породе и увеличения проницаемости. Опция адсорбции Eclipse определяет этот процесс в обратном направлении – в сторону роста адсорбированной на поверхности породы твёрдой фазы и соответствующего уменьшения подвижности компонент.

Это вносит некоторое неудобство в использование, однако суть практически одна и та же: чем больше твёрдой фазы (адсорбента или соли) на поверхности породы, тем меньше подвижность флюидов. При этом в модели рассолонения следует задавать проницаемость, предварительно разделённую на множитель подвижности, соответствующий начальному засолонению рассматриваемого объёма (Рис.17).



Рисунок – 17 Схема пересчёта проницаемости в модели Eclipse с твёрдой фазой

В общем случае процесс построения модели рассолонения в симуляторе Eclipse сводится к поиску множества параметров, описывающих этот процесс. На рисунке представлена примерная схема построения модели рассолонения, требующая решения ряда задач при описании процесса рассолонения.

Симулятор tNavigator предлагает более простую модель растворения солей.

Растворение солей, определяется как возможность минерализованной воды дополнительно растворить в себе соль.

Скорость реакции растворения выражается формулой:

$$W = k_p (M_{\text{пр}} - M), \quad (3)$$

где k_p – константа скорости реакции, 1/сут; $M_{\text{пр}}$ – масса соли в предельно насыщенном растворе, кг; M – текущее значение массы растворённой соли, кг.

В рамках данной математической модели не описывается обратная реакция осаждения и не требуется детальное описание процесса взаимодействия воды с кристаллами соли, с указанием стехиометрических коэффициентов, констант равновесия, констант скоростей реакций растворения и осаждения.

Таким образом, данная упрощённая модель значительно сокращает список неизвестных до одного параметра – константы скорости реакции.

При этом отметим, что константа скорости реакции по своей сути отличается от константы скорости реакции в законе действующих масс.

Выражение (3), является аналогом формул (1), указанной выше, но в отличие от уравнений (1), определяет, и увеличение массы соли в растворе, и уменьшение массы соли в твёрдом состоянии (в породе).

Из формулы (3) видно, что при увеличении массы соли в растворе скорость растворения линейно уменьшается и становится равной нулю при достижении предельного значения $M_{пр}$.

Реакция растворения начинается и протекает при выполнении следующих условий:

- наличия воды, с минерализацией меньше предельного значения;
- наличия отложений соли.

Свойства воды при различной степени минерализации в симуляторе задаются напрямую, что также упрощает моделирование процесса рассолонения.

Также напрямую задаётся изменение проницаемости в зависимости от объёма соли, перешедшей в раствор, в виде таблицы двух параметров: отношения объёма растворённой соли к начальному объёму породы и множителя абсолютной проницаемости.

Кроме этого, в симуляторе tNavigator реализована опция изменения остаточной нефти при вытеснении водой в зависимости от концентрации соли в растворе, чего нет в других симуляторах.

В обоих симуляторах имеется возможность определить минерализацию (или состав) нагнетаемой воды, что необходимо для корректного построения модели разработки реального объекта.

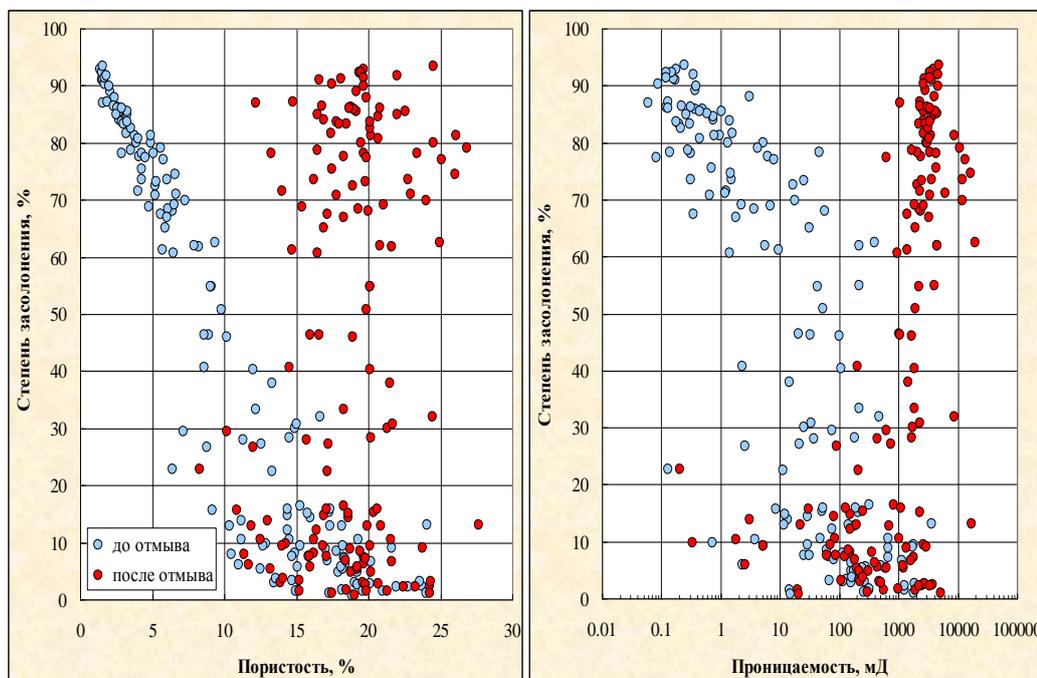
Таким образом, симулятор tNavigator позволяет значительно снизить фактор неопределённости данных, рассматривая более простую модель растворения, и напрямую определяя в модели изменение реологии воды и структуры порового пространства, без необходимости подбирать многочисленные параметры системы [8].

3.2 Анализ лабораторных исследований процесса рассолонения

В настоящее время на керне Верхнечонского горизонта проведено большое количество замеров, параметра пористости и абсолютной проницаемости образцов керна до и после рассолонения, порядка 1500 экспериментов. Данные эксперименты можно отнести к статичным замерам, поскольку определение параметров осуществлялось только в начале процесса отмыва и непосредственно после него.

Метод экспериментов состоит в том, что первоначально замеряются пористость и проницаемость высушенных и экстрагированных образцов. Затем образцы на длительное время укладывают в горячую дистиллированную воду и выдерживаются при температуре 85° С. Вода меняется и проверяется на содержание соли раствором AgNO_3 . При отсутствии реакции с AgNO_3 обессаливание образцов прекращается. Проводится новый замер пористости и проницаемости.

Измерения пористости и проницаемости рассоленных образцов имеют значительную неточность, поскольку после отмыва солей происходит частичное разрушение образцов. Имеются и другие факторы, вносящие погрешность в оценку параметров (Рис. 18) [1, 14].



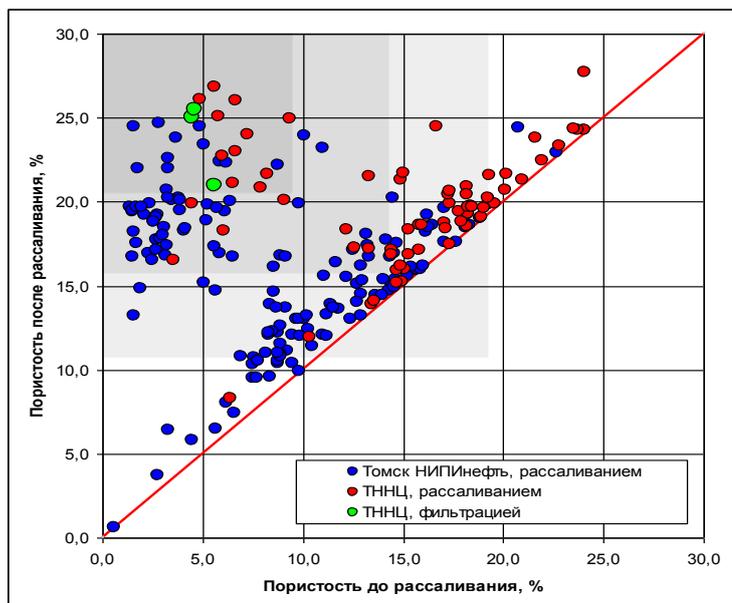


Рисунок – 18 Изменения ФЕС в стационарных опытах по рассолению на керне горизонта Вч

Тем не менее, оценивая кондиционность замеров, можно получить некоторые зависимости изменения ФЕС, пригодные для практического использования (рис. 19).

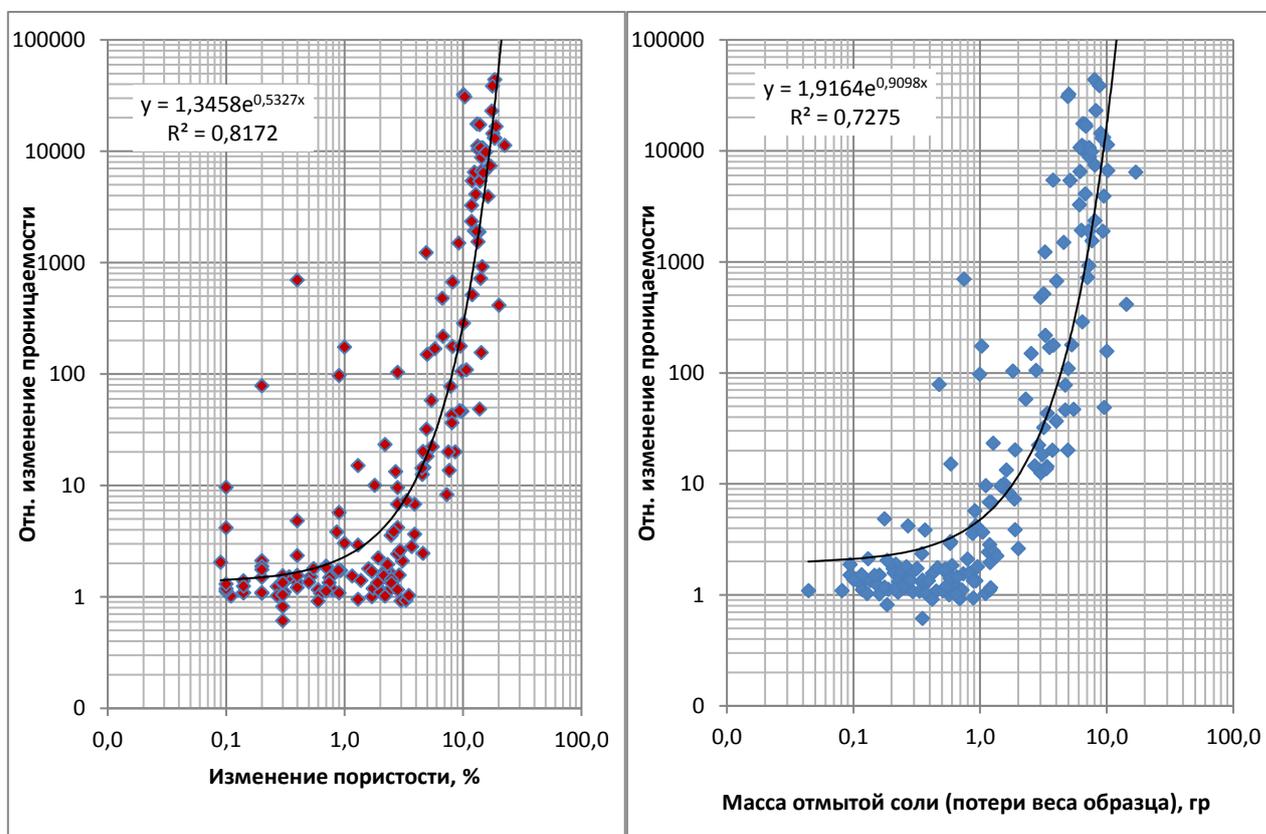


Рисунок 19 – Оценка изменения проницаемости образцов керна пласта Вч после отмыва соли.

Для оценки изменения проницаемости, и реологии воды при рассолении породы интерес представляют потоковые эксперименты на керне, позволяющие посмотреть процесс в динамике.

В ТНЦ проведены три потоковых эксперимента на керне. Схема эксперимента состояла в том, что через колонку образцов керна, изначально насыщенных пластовой предельно минерализованной водой, фильтровалась пресная (дистиллированная) вода при пластовой температуре.

Фильтрация осуществлялась на нескольких режимах, характеризующихся постоянством расхода пресной воды. На каждом последующем режиме испытания расход повышали (Рис.19), [1]

При стабильных показаниях эксперимента определяли проницаемость модели по пластовой воде, электрическое сопротивление пористой среды и раствора, рассчитывали их удельное электрическое сопротивление (УЭС).

Через УЭС пористой среды находили параметр пористости, а затем и пористость. Через УЭС раствора находили по палеткам вязкость раствора на выходе из модели и концентрацию соли в растворе.

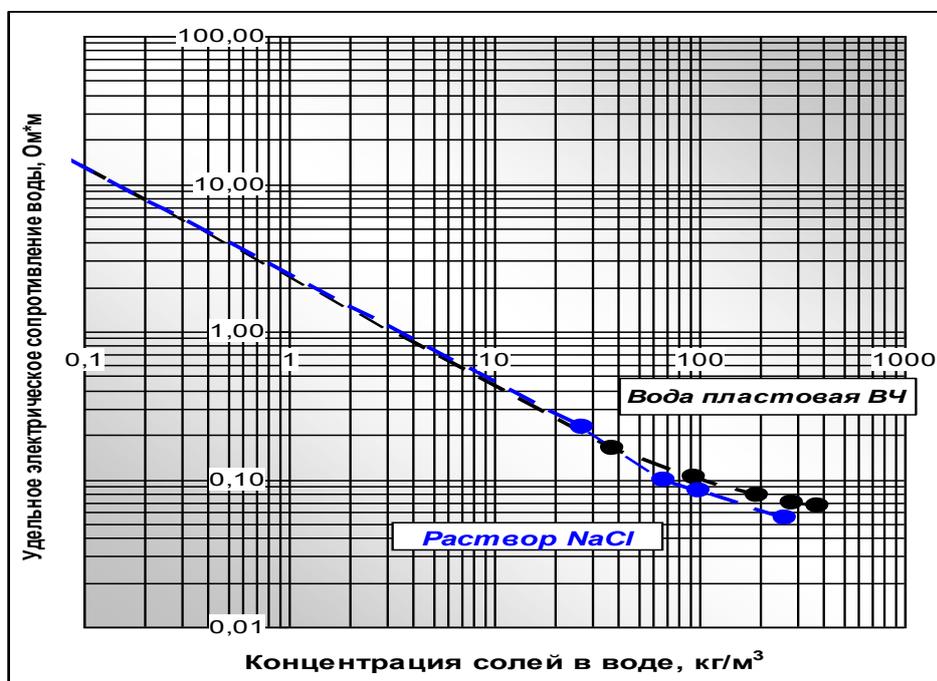


Рисунок 20 – Палетка для определения минерализации воды

В моменты смены режимов, фильтрацию воды прекращали на несколько минут или часов, для более полного обогащения раствора солью и выравнивания концентрации. Моменты простоя можно обнаружить на графике концентрации соли по характерным всплескам значений.

Увеличение концентрации соли в воде в момент последней, самый продолжительный простой на 9 часов свидетельствует о наличии не растворившейся соли даже после прокачки 100 поровых объёмов воды пресной.

Суммарный объём прокачки в экспериментах составлял 200 поровых объёмов.

Геометрические и фильтрационно-емкостные характеристики образцов керна, во втором и третьем экспериментах достаточно схожи между собой. Образцы первого эксперимента, проницаемость на один порядок выше. Также в первом эксперименте использовалась колонка из трёх образцов.

В таблицах 16 и 17 представлены основные характеристики образцов керна, используемых в опытах, до и после рассолонения.

Таблица 16 – Характеристики образцов керна до рассолонения

Лабораторный № образца	Скважина	Интервал отбора	Место взятия	Проницаемость по газу, мД	Пористость по газу, %	Пористость по воде, %	Объём пор по воде, см ³	Объём породы по воде, см ³
Эксперимент 1								
8495--09	902	1628-1637	22	38	4.5	3.86	096	24.87
8511--09	902	1628-1638	31	29.5	4.6	3.80	0945	24.87
8031--09	643	1699-1715	14	92	5.6	4.09	0956	23.37
В целом				53	4.9	3.8	2861	73.11

Эксперимент 2								
1402--11	1436	1737-1755	783	5.78	4.6	3.9	1004	25.724
1401--11	1436	1737-1756	773	1.74	4.2	3.7	0952	25.476
В целом				3.7	4.43	3.8	1956	51.20
Эксперимент 3								
1411--11	1436	1737-1755	938	2.43	7.2	6.9	1684	24.406
1410--11	1436	1737-1756	22	1.99	5.1	4.4	1123	25.523
В целом				2.21	6.2	5.6	2807	49.93

Таблица 17 – Характеристики образцов керна после окончания эксперимента

лабораторный № образца	Проницаемость по воде, мД	Проницаемость по газу, мД	пористость по газу, %	пористость по воде, %	объём пор по воде, см ³	степень засолон. пор. объёма, %
Эксперимент 1						
8495--09		11000	25.0	24.71	6.019	82.0
8511--09		12000	25.5	24.59	5.961	82.0
8031--09		11000	21	17.83	4.125	73.3
По модели	7065	11333	23.8	22.5	16.105	83.1
Эксперимент 2						
1402--11		12700	28.1	27.80	7.081	83.6
1401--11		>13000	24.6	24.10	6.055	82.9
По модели	6751	12900	26.4	25.9	13.136	83.2
Эксперимент 3						

1411--11		5327	26.9	25.9	5.972	69.2
1410--11		17478	24.7	23.8	5.891	79.4
<i>По модели</i>	1470	7980	25.8	24.8	11.863	75.9

Образцы имеют примерно одинаковое начальное содержание соли: 18.7, 22 и 19.6 % соли от полного объёма образцов керна.

Однако все образцы потоковых экспериментов показали различный масштаб изменения проницаемости.

Обращает внимание различие моментов роста проницаемости. В третьем эксперименте рост проницаемости начат при закачке воды в объёме менее одного порового объёма колонки. В то время как в экспериментах 1 и 2 объём закачки составил более одного порового объёма.

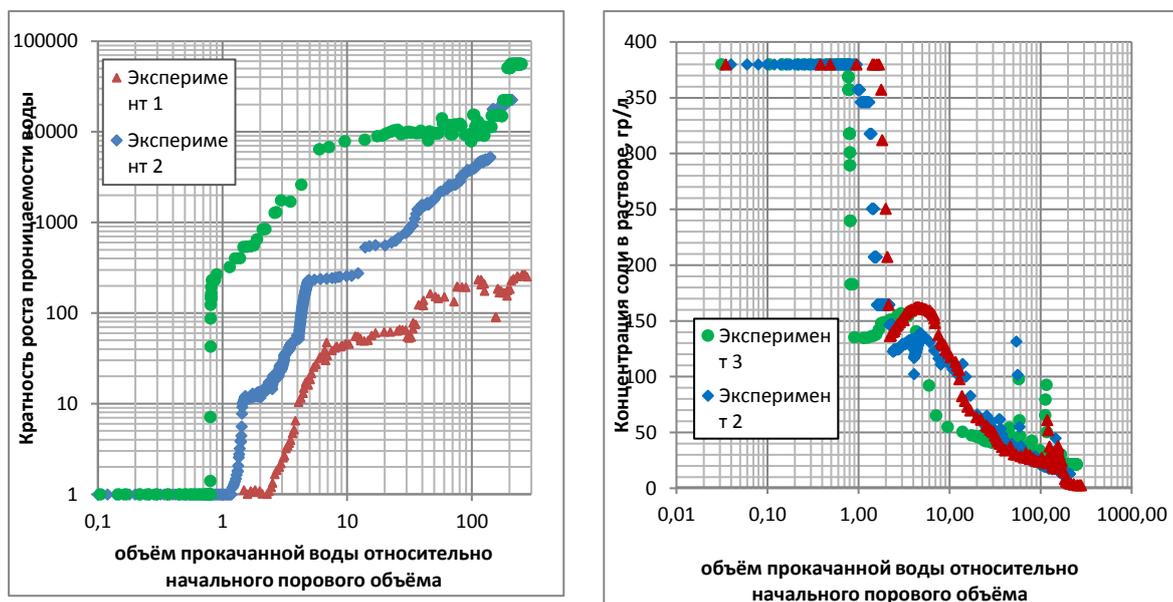


Рисунок 21- Результаты потоковых экспериментов на керне

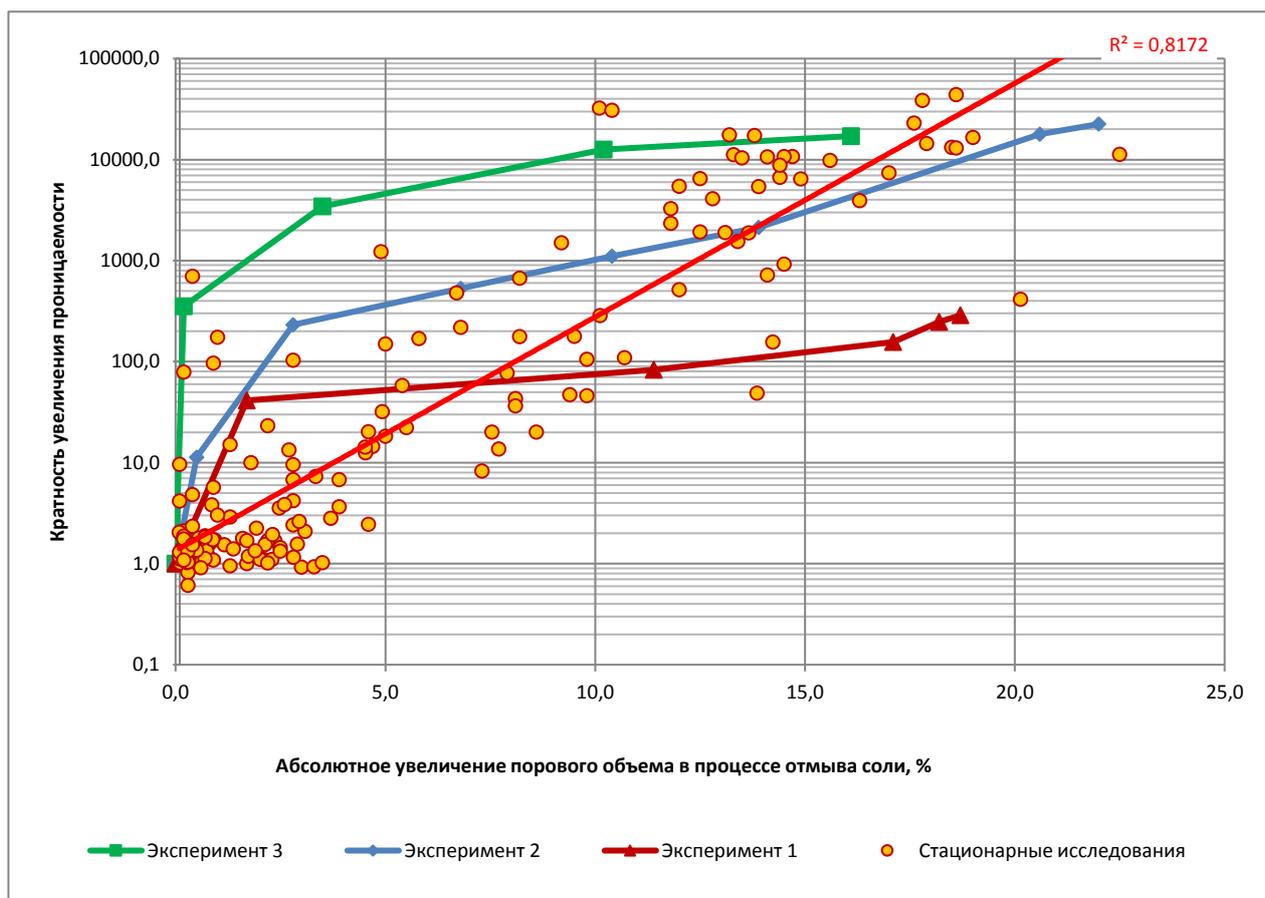


Рисунок 22 – Кратность изменения проницаемости в зависимости от объема отмываемой соли. Кривая пласта Вч

Может служить различие образцов по начальному поровому объему. В третьем эксперименте он самый маленький, в первом эксперименте самый большой. Соответственно, при примерно одинаковой степени засолонения в первом эксперименте масса соли наибольшая.

Общей в экспериментах является динамика роста проницаемости, которая выполаживается на стадии практически полного отмыва солей, в отличие от динамики изменения проницаемости по данным стационарных исследований.

Самым близким к результатам стационарных исследований получилась кривая изменения проницаемости второго эксперимента.

Результаты данных опытов на керне могут быть использованы только в качестве первого приближения при описании процесса рассоления в модели пласта, поскольку до конца неясен характер смачиваемости водой засоленного коллектора, а отсюда неясна степень рассоления коллектора водой в присутствии нефти.

По результатам лабораторных исследований, определен характер смачиваемости, коллектор пласта Вч является преимущественно гидрофобным. Поэтому нужно предположить, что в присутствии нефти рассоление коллектора (увеличение пористости и проницаемости, минерализация воды) будет существенно меньшим – плёнка нефти на поверхности породы будет уменьшать контакт воды с кристаллами соли [5, 7].

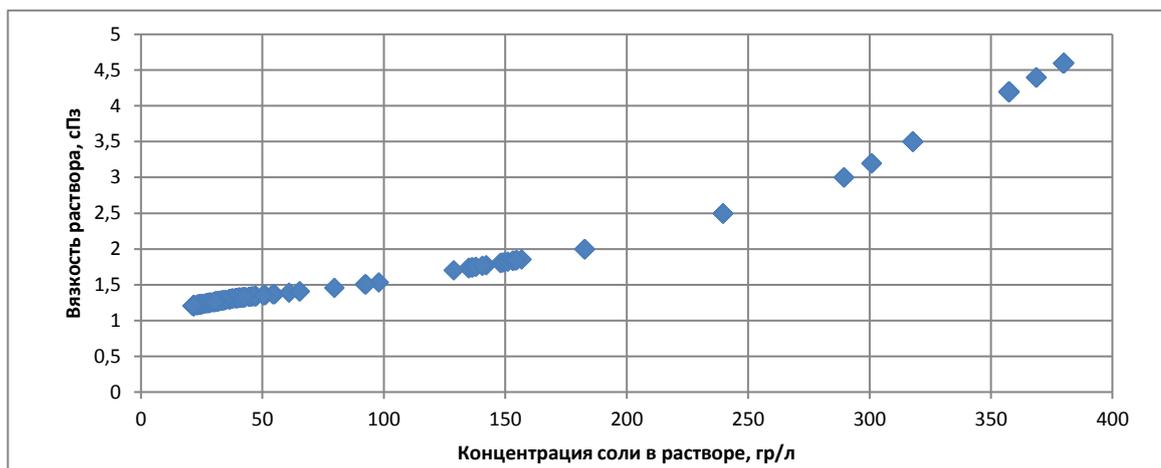


Рисунок 23 - Вязкость раствора при пластовой температуре

Также оценки проницаемости в потоковых экспериментах построена зависимость вязкости водного раствора, от содержания соли (Рис.12). Эта зависимость взята за основу при описании свойств воды в модели рассоления.

Отметим, что немаловажная практическая значимость экспериментов состоит в проверке корректности математических моделей рассоления, реализованных в гидродинамических симуляторах [8].

3.3 Динамика растворения солей в поровом пространстве керна пласта-коллектора Вч

До настоящего времени, все эксперименты по изучению динамики растворения внутрипоровых солей при заводнении пресной водой засоленного керна Вч, проводились в системе «керна-вода», без использования нефти. Это было продиктовано, отсутствием какой-либо информации о поведении засоленных участков пласта Вч при нагнетании в них поверхностных вод системы ППД, а также отсутствием РД, методических указаний, ОСТов, по лабораторному изучению явлений техногенного рассаливания. Без понимания динамики характеристик рассаливания пласта-коллектора, невозможно корректно «настроить» гидродинамическую модель разработки в зоне сопредельных участков, граничащих, либо полностью засоленных.

После результатов лабораторных, первых неожиданных «катастрофическим» увеличением ФЕС от подачи и продвижения по засоленному керну, первых порций пресной воды, было решено изменить методику испытаний. Для этого, была модифицирована методика по определению коэффициента вытеснения нефти водой, которая была передана заказчику исследований ранее. Особенностью пласта-коллектора Вч является то, что поверхность скелета его пористой среды, не смотря на засоление, - гидрофобна, преимущественно гидрофобна. Поэтому, в присутствии нефти, между его зёрнами, отложениями соли и нагнетаемой водой, имеется слой (возможно с отложениями высокомолекулярных соединений У/В) который должен ограничивать контакт воды с поверхностью пор, нивелировать, снижать скорость и масштаб растворения соли.

Во главу испытаний по «новой» методике, несмотря на название, ставилось нахождение констант растворения внутрипоровой соли (галита), а собственно оценка коэффициента вытеснения – играло второстепенную роль. Именно по этому, для чистоты нахождения констант растворения соли, (в термобарических пластовых условиях, при реальных промысловых режимах

нагнетания воды), до заводнения модельного пласта водой, его поровое пространство было насыщено только нефтью, без остаточной воды.

Согласно ТЗ и Методики проведения эксперимента, была подобрана модель пласта, из стандартных цилиндрических образцов разномерного песчаника, с минералогической плотностью 2,55 г/см³.

Таблица 18 – Характеристика модели пласта и образцов засоленного керна Вч

Лабораторный № образца	скважина	интервал отбора	место взятия	Газопроницаемость, мД	Пористость по газу, %	Пористость керосин, %	Объем пор, см ³	Объем породы, см ³
2134--12	2211	1742-1751	2,66	14,4	4,2	4,0	0,944	23,755
1423--11	1436	1737-1756	11,4	9,1	9,7	8,4	2,095	24,814
1445--06	1001	1636-1643	1,7	6,8	3,8	4,0	0,999	24,679
2132--12	2211	1742-1751	2,42	4,6	5,5	5,5	1,347	24,687
1417--11	1436	1737-1756	10,55	4,6	7,2	6,3	1,487	23,760
По модели				7,9		5,6	6,872	121,696

На первом этапе эксперимента, после 72 часов выдержки в пластовых статических условиях, была определена проницаемость сборной модели пласта по нефти на 7-и режимах поддержания постоянного расхода жидкости (см. табл.19).

Таблица 19 – Проницаемость по нефти модели засоленного пласта Вч

Расход, см ³ /мин	Вязкость, мПа*с	Длина, см	Перепад кПа	Площадь, см ²	Градиент давления, Атм/м	Проницаемость, мД ²
1	2	3	4	5	6	7
0,035	4,2	17,24	445	7,00	25,81	1,36
0,03	4,2	17,24	377	7,00	21,87	1,37
0,025	4,2	17,24	312	7,00	18,1	1,38
0,02	4,2	17,24	255	7,00	14,79	1,35
0,015	4,2	17,24	202	7,00	11,72	1,28

0,01	4,2	17,24	141	7,00	8,18	1,22
0,005	4,2	17,24	57	7,00	3,31	1,51
<i>среднее</i>	4,2	17,24		7,00		<i>1,35</i>

Далее, в «засолонённый нефтенасыщенный пласт Вч» нагнеталась пресная вода. Одновременно с этим, с другого торца модели, через блок поддержания пластового давления проводился отбор и замер объёма вытесненной нефти, а после прорыва воды, её количество и минерализация. Нагнетание проводилось (согласно Методики) с объёмным расходом, обеспечивающим проектную скорость продвижения фронта «нефть-вода» 1 м/сут. Расход воды первого этапа вытеснения нефти составлял $Q=0,78\text{см}^3/\text{час}$. После прорыва воды и фиксирования «квазипостоянных» показаний минерализации, был спрогнозирован потенциальный риск - не получить исходных данных для расчёта констант растворения, и затягивания сроков окончания эксперимента. Поэтому было принято решение увеличить расход воды до $Q=2,34\text{см}^3/\text{час}$, чтобы ускорить обменные процессы и сдвинуть равновесие солёности отбираемой воды в зону постоянного недонасыщения её ионного состава. После интерпретации результатов первых проб воды, отобранных на данном режиме, выяснили, что их достаточно для нахождения константы растворения, но со значительной погрешностью и только для одной скорости. Поэтому, вновь снизили расход воды, а далее остановили добычу, для восстановления химического равновесия в системе «скелет-соль-вода». Далее, после 38 часов в статике, фильтрацию воды продолжили, увеличив её расход до $Q=3,9\text{см}^3/\text{час}$. Весь последующий ход эксперимента оставался без изменений. В результате динамического обессоливания пласта-коллектора, при неизменной остаточной нефтенасыщенности, была отслежена характеристика минерализации и количество вымываемой соли во времени и объёмах профильтрованной жидкости. Указанные характеристики позволяют провести расчёт констант растворения на режиме реальных отборов у/в продукции.

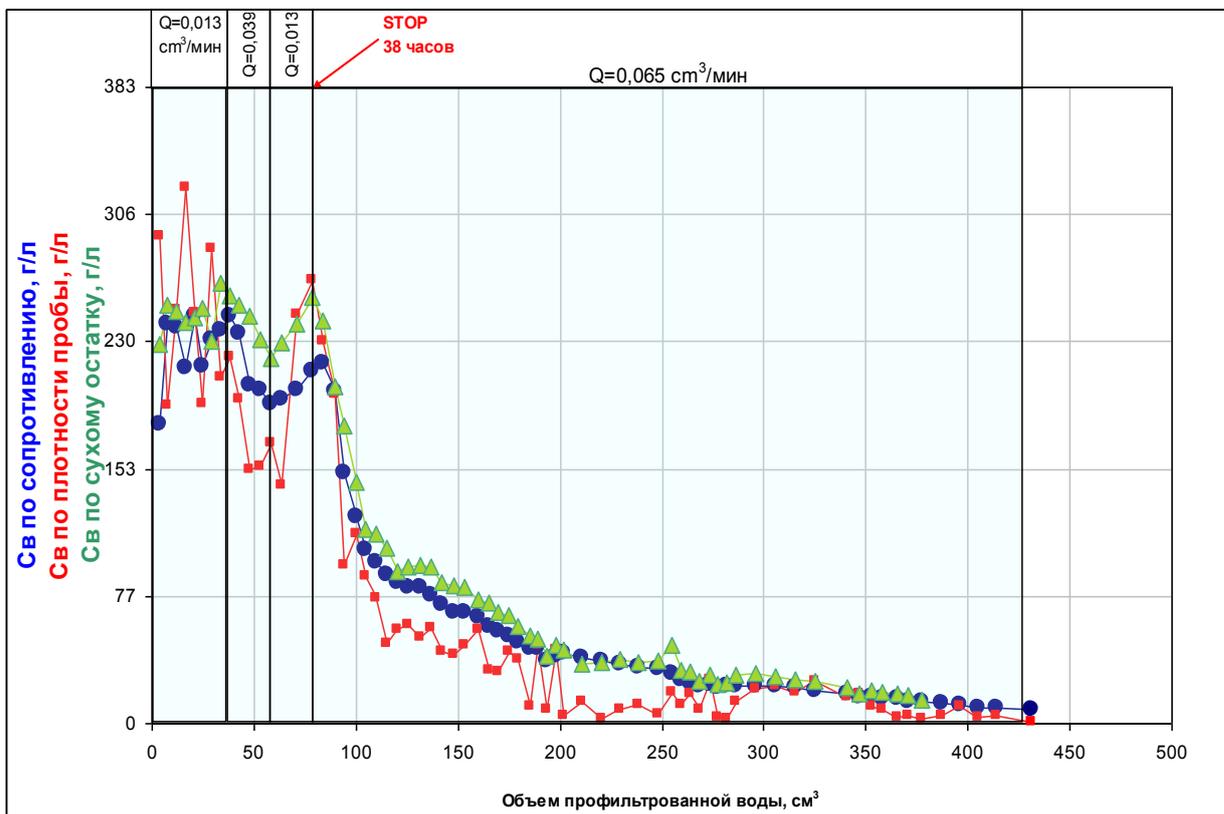


Рисунок 24 - Динамика минерализации добываемой воды при выщелачивании модельного пласта-коллектора Вч во время нефтедобычи при заводнении пресной водой

Минерализация добываемой воды меняется по экспоненциальному закону, гармонично, с разной *константой* в зависимости от объёмного расхода, подаваемой в систему воды.

Согласно Методики проведения эксперимента, минерализация и количество вымываемой соли оценивалось 3-я независимыми методами:

- 1) по удельному электрическому сопротивлению выходящего раствора;
- 2) объёмно-весовым методом, через расчет плотности раствора;
- 3) по количеству выпаренной соли из проб известного объёма.

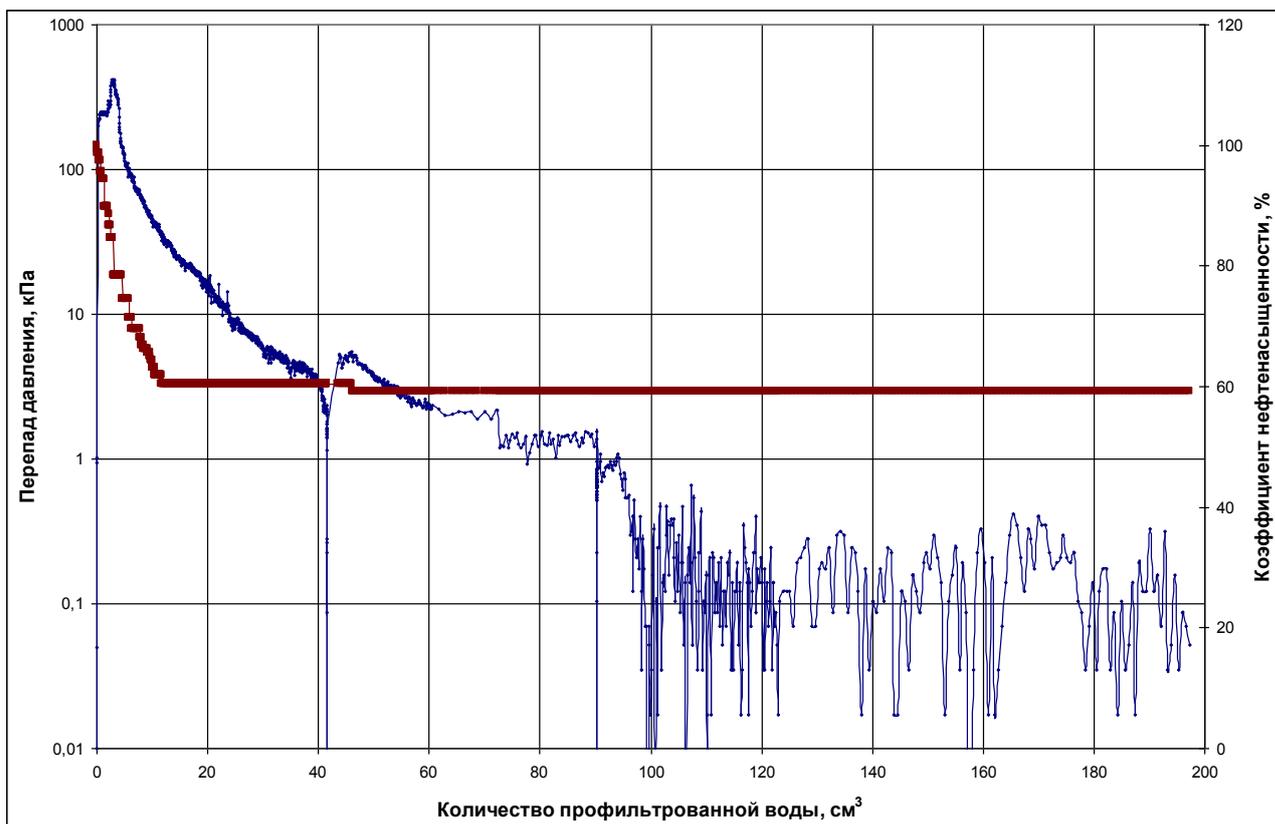


Рисунок – 25 Динамика изменения коэффициента нефтенасыщенности и перепада давления при выщелачивании модельного пласта-коллектора Вч во время нефтедобычи при заводнении пресной водой

Перед проведением эксперимента, был проведён методический подобный опыт, на искусственно-засолонённом керне, где все три метода оценки минерализации (солесодержания) воды показали хорошую сходимость результатов. Однако, как показала практика, на реальном засолонённом керне Вч, только первый и третий метод дают близкие значения концентрации соли. Именно по результатам данных методов необходимо рассчитывать *константы* растворения внутрипоровых солей на испытанных двух режимах добычи.

После прорыва воды из линейной модели пласта Вч, поступление нефти прекращается, т.е. вытеснение происходит по жестко поршневому сценарию. Увеличение расхода нагнетаемой воды в 3 и 5 раз не даёт ощутимого изменения в нефтеотдаче. Это связано прежде всего с низкой температурой пласта ($t=+12^{\circ}\text{C}$), его гидрофобностью, неоднородностью по гранулометрическому

составу и структуре, отсутствию «погребённой» воды и отсутствию глинистых минералов.

Вымываемая в опыте соль, по данным РФА (элементному составу), была представлена только хлоридом натрия (галитом), без каких либо примесей. Благодаря этому, при изначально планируемом расчете текущей проницаемости, должно было использоваться значение вязкости воды, взятое по зависимости вязкости фильтруемого раствора от его удельного электрического сопротивления ($\Omega\rho$). Для этого при калибровке измерительного электрода резистивиметра использовались фиксаналы NaCl. Вместе с тем, как показал эксперимент, чувствительности дифференциального манометра на расходе воды $Q=3,9\text{см}^3/\text{час}$ было недостаточно, чтобы «выйти» из погрешности метода измерения проницаемости. И по графику падения перепада давления на модели пласта во время его рассалонения можно лишь косвенно судить о темпах роста проницаемости. Поэтому, для определения проницаемости с точностью, заявленной в Методике (и ОСТ-39-235-89), через 14 суток фильтрации воды, подача последней кратковременно на 4-ёх стационарных режимах была увеличена. Результаты определения фазовой проницаемости по воде при Кно [8].

Таблица 20 – Проницаемость по воде при Кно на модели засоленённого пласта Вч

Расход, см ³ /мин	Вязкость, мПа*с	Длина, см	Перепад кПа	Площадь, см ²	Градиент давления, атм/м	Проницае- мость, мД ²
0,6	1,06	17,24	4,78	7,00	0,28	546
0,5	1,06	17,24	3,86	7,00	0,23	561
0,4	1,06	17,24	3,20	7,00	0,18	547
0,3	1,06	17,24	2,39	7,00	0,14	548
<i>среднее</i>	1,06	70,008		7,00		551

На момент написания настоящего отчёта, после фильтрации объёма воды в количестве 63 объёмов начального порового пространства лабораторного пласта, полного рассалонения керна не произошло, минерализация воды на выходе составляет 8 г/л, эксперимент продолжается. Предполагается, что после снижения минерализации воды «на выходе» до значений $1\div 2$ г/л, и стабилизации

перепада давления, согласно Методики, на 6÷8 расходах будет измерена проницаемость по воде при Кно и испытание будет завершено. После демонтажа образцов керна и их повторной экстракции, определении ФЕС, будет проведена оценка остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти по каждому отдельному образцу; степень засоления модели и образцов.

В целом результаты эксперимента по динамическому рассолению полностью нефтенасыщенной модели пласта-коллектора Вч в термобарических условиях Верхнеченского горизонта показал:

1. Коэффициент вытеснения нефти пресной водой из коллектора с предварительным засолением 20÷30%, из полностью нефтенасыщенной модели пласта ($K_{nn}=100\%$) равен 0,41 д.ед.

2. Проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности увеличилась по сравнению с начальной проницаемостью по нефти в 408 раз и составила 551 мД.

3. Объём затрачиваемой воды, необходимый для полного рассаливания порового пространства, зависит от времени контакта растворителя с зонами засоления. В проведённом опыте он превысит 70 объёмов пор.

4. Эксперимент на режиме вытеснения со скоростью продвижения фронта «нефть-вода» 1 м/сут не позволяет корректно оценить константу растворения внутрипоровой соли (галита).

5. Увеличение расхода воды в 3÷5 раз позволит рассчитать константу растворения, с точностью, приемлемой для гидродинамического моделирования.

6. Для базовой оценки минерализации добываемой (вместе с нефтью) воды, рекомендуется объём первых её проб уменьшить до минимально методически возможных. И воспользоваться определением минерализации (плотности) воды, методом рефрактометрии [3].

3.4 Технология процесса рассоления коллекторов Вч

На первом шаге была выполнена адаптация секторной модели на промысловые данные. На рисунке 5.2 приведен пример адаптации по скважине

xx02 на минерализацию попутно-добываемой воды. Получена хорошая сходимость модельных и фактических данных.

На следующем шаге проводились численные расчеты на прогноз. Основной целью исследования являлась оценка влияния рассоления на объемы добычи. Для этих целей было выполнено 2 расчета. В обоих случаях в нагнетательные скважины закачивалась пресная вода. При этом в первом расчете опция рассоления в модели была включена, во втором опция не использовалась, т.е. был осуществлен возврат к стандартной модели Black Oil.

В результате расчетов было получено, что в случае с моделью рассоления оценка накопленной добычи нефти может снижаться до 12%. На данную оценку в первую очередь оказывает влияние динамика обводнения скважин. В случае учета опции рассоления в модели наблюдается более поздний прорыв воды в добывающих скважинах, но при этом происходит более резкий рост обводненности после прорыва.

Таким образом, результаты прогнозных расчётов подтвердили предположения о влиянии рассоления на эффективность вытеснения нефти. Наблюдается положительный эффект - формирование зоны предельной минерализации на фронте вытеснения, где вязкость воды сравнима с вязкостью нефти, что приводит к более позднему прорыву воды и увеличению КИН за безводный период. Существует также и отрицательный эффект, обусловленный увеличением проницаемости и образованием промытых зон, по которым происходит быстрое продвижение воды и снижение охвата вытеснением, что, в конечном счете, приводит к потерям в накопленной добыче нефти.

Реальное значение коэффициента извлечения нефти может быть ещё меньше, поскольку в секторной модели с крупным сеточным шагом не «улавливается» образование слабодренируемых зон за фронтом вытеснения в сильно засоленных областях коллектора, которые наблюдались в расчётах на синтетических моделях. Расчеты на полное развитие Утвержденный вариант разработки объекта Вч Верхнечонского месторождения - это формирование семиточечной обращенной системы разработки с применением горизонтальных

скважин (как добывающих, так и нагнетательных). Расстояние между скважинами - 1040 м. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин - 2:1.

Для оценки влияния процессов рассоления на КИН был выполнен расчет утвержденного варианта на весь срок разработки объекта Вч на полномасштабной модели. При этом расчеты, как и в случае с секторной моделью, выполнялись в двух вариантах: с опцией рассоления и без.

В результате расчетов было получено, что КИН по месторождению по модели с рассолением прогнозируется на 3,6% ниже, чем по модели без рассоления. Отличается также динамика технологических показателей. Стоит отметить, что в начальный период добыча нефти по модели с рассолением выше, однако в конечном счете происходит потеря накопленной добычи. Таким образом, при использовании стандартных подходов к моделированию засоленных коллекторов можно ошибаться в прогнозах технологических и КИН. Рассоление оказывает негативное влияние на разработку месторождения в целом, однако масштабы влияния значительно меньше, чем на секторной модели.

3.5 Динамика технологических показателей разработки объекта Вч по модели с учетом эффектов рассоления

Для того, чтобы выявить причины меньшего влияния рассоления на разработку в масштабах всего месторождения, необходимо перейти от интегральных показателей по месторождению к показателям по кустам или скважинам. Все скважины, по которым выполнялся расчет, были сгруппированы в кусты и по каждому кусту рассчитано изменение КИН в результате рассоления. Необходимо пояснить, почему группировка выполнялась именно по кустам. Во-первых, в большинстве случаев куст представляет собой один или несколько элементов разработки, что удобно для анализа, во-вторых рекомендации по минерализации воды закачки с точки зрения инфраструктурных ограничений

целесообразно делать по кустам, в-третьих, принято проводить экономическую и технологическую оценку эффективности куста до начала бурения, а это может являться базисом для оценки влияния рассоления на разработку. Стоит отметить, что кусты со слабым эффектом от рассоления расположены в зонах, практически свободных от соли. По кустам же, расположенным в засоленных областях, может наблюдаться как положительный, так и отрицательный эффект, который уже зависит от конкретных геологических условий, степени неоднородности засоления и проницаемости по площади и разрезу.

На динамику добычи нефти, в первую очередь, оказывает влияние динамика обводнения продукции. В случае учета эффекта рассоления в модели мы видим более поздний прорыв воды к скважине (вязкостный фактор), но при этом происходит более резкий рост обводненности после прорыва (фактор увеличения проницаемости). Вода начинает фильтроваться по промытым высокопроницаемым каналам, что приводит к снижению коэффициента охвата и потерям в конечной нефтеотдаче. Анализ промысловых данных показывает, что вода приходит позже, чем изначально прогнозировалось по стандартной модели, также подтверждается и резкая динамика обводнения после прорыва.

Анализ динамики технологических показателей подтверждает выводы, полученные на синтетических моделях о выявлении двух факторов, влияющих на разработку: увеличения вязкости воды закачки и увеличения проницаемости среды. Соотношение этих двух факторов и определяет конечный эффект по уменьшению или приросту КИН для скважин и кустов, расположенных в различных зонах месторождения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Шадрину Дмитрию Николаевичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов геолого-геофизических исследований: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. Планирование и формирование бюджета геолого-геофизических исследований	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шадрин Дмитрий Николаевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

АО «Верхнечонскнефтегаз» — предприятие, осуществляющее добычу нефти и газа на территории Иркутской области. Создано в апреле 2002 года. Акционерами компании являются НК "Роснефть".

На протяжении многих лет одной из проблем нефтедобывающей промышленности является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины, а также из-за гидратации пород. В этой связи большое значение приобретают технологии обработки призабойной зоны, которые позволяют восстановить, а зачастую и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин за счет частичной или полной ликвидации вышеуказанных проблем.

Технологии обработки призабойной зоны (методы интенсификации добычи) направлены на повышение продуктивности и приемистости скважин. Данные технологии позволяют улучшить или восстановить фильтрационные свойства коллекторов агентами и способами, выбираемыми в зависимости от геолого-физических условий и поставленной задачи (кислотами, нефтекислотными эмульсиями, растворителями).

За последние десятилетия были использованы различные технологии очистки призабойной зоны (химические, гидродинамические, виброволновые, тепловые).

В качестве примера рассматривается составление сметы расходов на очистку призабойной зоны пласта (ПЗП) ВЧ₁ скважины номер 1008 гидрожелонкой в интервале 1564,5-1571,4 м.

4.1. Исходные данные для расчета сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой

Технологию очистки пробок выбирают таким образом, чтобы с одной стороны, удалить пробку, а с другой - свести к минимуму ухудшение гидродинамических свойств пласта. Например, в результате попадания в него технологических жидкостей, используемых для промывки. Образующиеся в процессе эксплуатации скважин песчаные пробки бывают забойные, образующиеся на забое скважины, и патронными, располагающиеся в средней и верхней части колонны. Существует два метода очистки скважин - удаления песчаных пробок желонками и промывка.

Для расчета сметы затрат на очистку призабойной зоны пласта гидрожелонками необходимы следующие исходные данные:

- продолжительность воздействия гидрожелонки составляет 7 часов;
- очисткой призабойной зоны пласта гидрожелонкой занимаются 3 человека:
 - оператор 4 разряда - 1 человек - тариф - 181руб. /час;
 - оператор 5 разряда - 1 человек - тариф - 199 руб. /час;
 - мастер - оклад 41000 рублей;
 - отчисления по страховые взносы составляют 30% от суммы заработной платы;
- для проведения ПРС требуется следующая спецтехника:
 - КАВЗ по тарифам - 2675 руб. /м-ч и 95 руб. /км;
 - КРКЗ-255 - 3125 руб. /м-ч и 247 руб. /км;
 - ЛБУ - 4250 руб. /м-ч;
- для очистки ПЗП гидрожелонкой требуются следующие материалы:
 - канат - 214 руб. /м. спецодежда - 4250 руб. / комплект

4.2. Расчеты по статьям

Расчет затрат по статье "СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛЫ"

Расчет затрат на материалы производим по следующей формуле:

$Z = Q * Z$, где:

Z - затраты на материалы, Q - количество расходуемых материалов,

Z - цена за единицу материала.

При очистке ПЗП гидрожелонкой используется пять наименований материалов, расчет представлен для двух наименований материалов в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет затрат на материалы

Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена, Руб.	Сумма, руб.
Канат	м	2997	214	641358,00
Спецодежда	шт.	0,2	4250	850,00
Прочие				16000,00
Итого:				658208,00

Все затраты на материалы составили 658208,00 рублей.

4.3 Расчет затрат по статье - Амортизация

Сумма амортизации рассчитывается исходя из среднегодовой стоимости оборудования и часов работы этого оборудования. Расчет затрат на амортизацию представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Среднегодовая стоимость, руб	Норма амортиции, %	Годовая сумма амортизации, руб,	Сумма амортизации за часы работы
Гидрожелонка	380000,00	10	38000	130,50
Итого:				130,50

Всего отчисления на амортизацию составили 130,50 рублей.

4.4 Расчет затрат по статье - Транспорт

Транспорт на очистку призабойной зоны пласта гидрожелонкой предприятие нанимает у автотранспортного предприятия, поэтому расчет

представлен по тарифам за километр пробега и машино-часы работы. Всего при очистке призабойной зоны пласта гидрожелонкой используется три единицы автотранспортных средств, расчет затрат на автотранспорт представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет затрат на транспорт

Наименование	Кол-во, ед.	Режим работы, ч.	Пробег, км	Тариф		Сумма, руб.		Итого, руб.
				м/ч	км	м/ч	км	
КАВЗ	1	7	156	2675	95	18725,00	14820,00	33545,00
КРАЗ-255	1	2	75	3125	247	6250,00	18525,00	24775,00
ЛБУ	1	6,5	-	4250	-	27625,00	-	27625,00
Итого:								85945,00

Всего затраты на транспорт составили 85945,00 рублей.

4.5 Расчет затрат по статье – Заработная плата

Расчет заработной платы основного состава бригады ПРС осуществляется по тарифным ставкам за фактически отработанное время с учетом процента на доплаты и премию, размера районного коэффициента и северной надбавки.

Очистка ПЗП гидрожелонкой занимается бригада ПРС во главе с мастером. Бригада ПРС состоит из оператора 4 разряда - 1 человек, оператора 5 разряда - 1 человек. При начислении заработной платы установлен процент доплат за работу во вредных условиях - 5% от суммы по тарифу, премия за выполненную работу - 100%, районный коэффициент за работу в местности составляет 0,7, приравненной к Крайнему Северу, северная надбавка - 80%.

Расчет затрат на заработную плату представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет затрат на заработную плату

Специальность	Разряд	Кол-во чел.	Тарифная ставка, руб./ч	Кол-во часов	Сумма по тарифу	Сумма доплат	Сумма премии	РК+СН	Всего затраты на зарплату, руб.
Оператор	4	1	181	7	1267,00	63,35	1267,00	3896,025	6493,38
Оператор	5	1	199	7	1393,00	69,65	1393	4283,48	7139,13

Мастер		1	41000	7	1708,33	85,42	1708,33	1789,95	5253,13
Итого									18885,64

Расчет затрат на заработную плату составил 18885,64рублей.

4.6 Расчет затрат по статье – Отчисление на страховые взносы

Страховые взносы (СВ) 30%, распределяется следующим образом:

$$СВ = \frac{ФОТ*30\%}{100\%} \text{ где:}, \quad (4)$$

ФОТ - фонд оплаты труда.

30% - процент от фонда заработной платы.

$$СВ = \frac{18885,64*30}{100} = 5665,69 \text{ руб}$$

4.7 Расчет затрат по статье – Накладные расходы

К накладным расходам относятся цеховые, общепроизводственные затраты и затраты на услуги смежных предприятий.

В цеховые затраты входят затраты на заработную плату ИТР цеха, затраты на содержание и капитальный ремонт здания, затраты на электроэнергию и тепловодоснабжение административного здания, транспортные расходы. Накладные расходы составляют 0,8% от суммы прямых затрат.

Сумма цеховых затрат составила: $768834,83*0,8\% = 6150,68$ рублей.

В общепроизводственные расходы входят затраты на заработную плату ИТР предприятия, отчисления от нее во внебюджетные фонды, затраты на содержание и эксплуатацию их административного здания, почтовые, канцелярские и прочие расходы.

Расчет общепроизводственных расходов производим по следующим формулам:

Доля общепроизводственных = ФЗП основного персонала цеха*100%
расходов ФЗП ИТР: $18885,64 * 100\% / 75000 = 25,18\%$

Сумма общепроизводственных = Сумма прямых * Доля общепроиз.
расходов затрат расходов: $768834,83 * 25,18\% = 193599,17$ рублей

4.8 Составление сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой

Таблица 15 – Расчет сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой

Наименование элемента	Сумма, руб.
Сырье и материалы	658208,00
Заработная плата	18885,64
Отчисление на единый социальный налог	5665,69
Транспорт	85945,00
Амортизация	130,50
Итого: прямых затрат	768834,83
Цеховые расходы	6150,68
Общепроизводственные расходы	193599,17
Итого:	968584,68

Всего затраты на очистку ПЗП гидрожелонкой составили 968584,68рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Шадрин Дмитрий Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Обоснование применения технологии рассоления коллекторов на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)	
Введение	<p><i>Объект исследования:</i> цех поддержания пластового давления</p> <p><i>Область применения:</i> нефтедобывающие объекты, блочная кустовая насосная станция</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> IV</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> задвижки, насосные агрегаты, фланцевые соединения, КИП</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> закачка рабочего агента в пласт.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества». 2. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность». 3. СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания» 4. ГОСТ 356-80 «Давления условные пробные и рабочие». 5. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)
Производственная безопасность при эксплуатации	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Повышенный уровень шума и вибрации. 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны. 3.Климатические условия 4.Укусы насекомых 5. Нервно- психические перегрузки 6. Повышенная запыленность рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение допустимого давления БКНС. 2. Поражение электрическим током. 3. Короткое замыкание 4. Статическое электричество 5. Механическое травмирование. 6. Движущиеся машины и механизмы <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, защитная обувь, каски защитные, перчатки, наушники, маски, очки, репелленты, москитные сетки</p>
Экологическая безопасность при эксплуатации	Селитебная зона: класс опасности I, санитарно-защитная зона 1000 м

	<p>Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы нефтепродуктами, содержащимися в подтоварной воде, химическими реагентами и др., ТБО, элементы отработанного оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: Разлив реагентов при закачке в трубопровод, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <p>Выбросы загрязняющих веществ при запусках технологического оборудования, при продувке трубопроводов.</p>
Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС</p> <p>Техногенного характера:</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожары (взрывы); -аварии с выбросом или с угрозой выброса химических опасных веществ; <p>Наиболее типичная ЧС</p> <p>Природного характера: -метеорологические и агрометеорологические опасные явления (мороз, метель, бури).</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шадрин Дмитрий Николаевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе уделено внимание исследованию, проводимому на базе расчётов фильтрационных моделей, оценке возможностей гидродинамических симуляторов воспроизвести процесс рассолонения и сопровождающие его факторы. А также проверить корректность математических моделей взаимодействия слабоминерализованной воды с отложениями соли в породе, реализованных в гидродинамических симуляторах.

Цех поддержания пластового давления расположен в Иркутской области на Верхнечонском месторождении. Местом работы машиниста по закачке рабочего агента в пласт, является блочная кустовая насосная станция, которая относится к категории опасных производственных объектов и представляет собой потенциальный риск для персонала и окружающей среды. Данная насосная станция состоит из следующего оборудования: задвижки, насосные агрегаты, фланцевые соединения, КИП.

Сущность работ, выполняемых машинистом, заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму закачки жидкости, контроль за системами работы агрегата, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при закачке жидкости. Работы выполняются круглогодично.

Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в бакалаврской работе.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы

трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Технология расселения коллекторов осуществляется непосредственно на месторождениях, поэтому из-за удаленности места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 Трудового кодекса Российской Федерации.

Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Здания соответствуют требованиям СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания». Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно – гигиеническим требованиям.

Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 Федерального закона статьи 297 работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту на месторождение и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или

трудовым договором. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, 72 – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Федеральный закон "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" от 24.07.1998 N 125-ФЗ устанавливает в России правовые, экономические и организационные основы обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и определяет порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях.

Работы на блочной кустовой насосной станции должны производиться в соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» и ГОСТ 356-80 «Давления условные пробные и рабочие» для обеспечения безопасности.

«Межотраслевыми правилами по охране труда» установлено пять квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих является предупреждающие таблички («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП.

Работа с вредными веществами, в соответствии ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества», в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

5.2 Производственная безопасность при выполнении работ на БКНС

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать.

В таблице 5.1 представлены «Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте». Идентифицировать вредные и опасные факторы необходимо согласно ГОСТ 12.0.003-2015 – Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативный документ
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
Климатические условия	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

Укусы насекомых	ГОСТ Р 12.4.296-2013 Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных
Нервно- психические перегрузки	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Превышение допустимого давления БКНС	Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ
Поражение электрическим током	Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.030- 81 ССБТ
Механическое травмирование	Оборудование производственное. Ограждения защитные. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ
Короткое замыкание	ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения
Движущиеся машины и механизмы	Оборудование производственное. Ограждения защитные. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ
Статическое электричество	ГОСТ 12.4.124-83 Средства защиты от статического электричества

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны

1. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте машиниста по закачке рабочего агента в пласт. Источники интенсивного шума и вибрации – машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, а также технологические установки и аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер, БКНС с 4 насосами ЦНС 180 - 1900 - 2ТМ.

Обслуживающий персонал блочной кустовой насосной станции может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1м от его контура не более 15 минут в смену при наличии индивидуальных средств защиты от шума. Остальное время обслуживающий персонал должен находиться в

звукоизолированном помещении с уровнем звука не более 80 дБа. Помещение, где установлен насосный агрегат, должно быть обозначено знаком безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015, предусмотренным для помещений с уровнем звука (эквивалентным уровню звука) выше 80 дБА.

Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80, а именно:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противοшумные вкладыши (беруши);

- соблюдение режима труда и отдыха.

При работе в условиях вибраций производительность труда снижается, растет число травм. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов.

Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки на работника не менее 1 дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза). При показателе превышения более 12 дБ (в 4 раза) запрещается проводить работы и применять машины, генерирующие такую вибрацию.

Рациональная организация труда в течение смены должна предусматривать:

- длительность рабочей смены не более 8 ч (480 мин);

Установление 2 регламентированных перерывов, учитываемых при установлении нормы выработки:

- длительностью 20 мин - через 1-2 ч после начала смены, длительностью 30 мин - примерно через 2 ч после обеденного перерыва;

– обеденный перерыв длительностью не менее 40 мин.

Регламентированные перерывы должны использоваться для активного отдыха и лечебно-профилактических мероприятий и процедур. Защита временем должна быть обеспечена реализацией технологического процесса, формирующего временную структуру рабочей смены в зависимости от показателя превышения вибрационной нагрузки на оператора, с приемлемым для целей производства ограничением времени воздействия вибрации на работающего.

Для уменьшения вибрации и шума, насосный агрегат должен быть надежно закреплен к фундаментной плите, а плита анкерными болтами к фундаменту.

2. Неудовлетворительная освещенность на рабочем месте. Световая отдача источников света для общего искусственного освещения помещений при минимально допустимых индексах цветопередачи не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Нормы освещенности рабочего места машиниста по закачке рабочего агента в пласт

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
					Освещенность, лк		При системе общего освещения
					При системе комбинированного освещения	В том числе	
1	2	3	4	5	6	7	8
Грубая (очень малой точности)	Более 5	VI	Независимо от характеристик фона и контраста объекта с фоном		-	-	200

3. Климатические условия. Зимой температура окружающего воздуха в районе производства работ может опускаться до минус 50 °С. Глубокое местное переохлаждение может закончиться обморожением частей тела с нарушениями тканей, включая и костную. В таблице 4.3 представлены условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе.

Таблица 4.3 – Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура, °С
При безветренной погоде	Минус 36
Не более 5	Минус 35
5 – 10	Минус 34
10 – 15	Минус 32

Чтобы избежать переохлаждений и обморожений работники, работающие на открытой территории в зимний период года, должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре окружающего воздуха ниже минус 10 °С необходимо иметь вблизи рабочего места инвентарное помещение для обогрева, при температуре ниже минус 36 °С – оборудовать тепляк.

4. Укусы насекомых. При работе на открытой местности в летнее время работники могут подвергнуться укусам кровососущих насекомых. Несмотря на то, что большинство укусов могут вызвать лишь зуд, другие могут быть чрезвычайно опасными и принести огромное количество проблем со здоровьем, если на укус сразу не обратить внимание. Согласно, Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции, для предотвращения укусов насекомых рекомендуется применять защитную одежду. Защитный эффект в данном случае достигается механически. Ткань одежды должна быть достаточно плотной, либо иметь особое плетение нитей, не допускающее проникновение ротовых частей насекомого к поверхности тела человека. Разработан вариант защиты с помощью двух рубашек: нижняя из крупноячеистого достаточно объёмного трикотажного

полотна (хлопчатобумажная пряжа), верхняя – из тонкого и прочного мелкоячеистого трикотажного полотна.

В данном случае реализуется известный принцип механического способа защиты человека от гнуса – создание между поверхностью одежды и телом человека пространства, превосходящего по глубине длину хоботка нападающих кровососов. Защиту головы следует осуществлять, используя головной убор типа «Накомарник» из мелкоячеистого трикотажного полотна, закрывающего лицо. Открытые части тела человека можно защищать с помощью репеллентов. Для защиты от насекомых необходимо обеспечивать сотрудника СИЗ в соответствии с ГОСТ Р 12.4.296-2013.

5. Нервно- психические перегрузки при работе с персональным компьютером могут быть вызваны рядом факторов, среди которых: нарушение микроклимата, монотонность труда, низкое качество периферийных устройств, умственное и зрительное перенапряжение, вызванное информационной нагрузкой и т.д. Для предотвращения данного рода перегрузок предусмотрены перерывы в работе. При трудовой деятельности за персональным компьютером требуется после каждого часа устанавливать перерывы. Эти перерывы нужно включать в общее рабочее время и не вычитать из продолжительности смены. Если продолжительность рабочего дня составляет 8 часов, то сумма времени на перерывы составляет от 50 минут до 1,5 часа. Если рабочее время составляет 12 часов, то - 80 – 140 минут. Регламентированные перерывы прописываются экспертами в картах спецоценки условий труда.

6. Повышенная запыленность рабочей зоны. Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах, защитных очках и комбинезонах.

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

1. Механическое травмирование. Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения, работающего с ограждаемым элементом. Ограждения для оборудования должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ Ремонт НА производить при отключенном от источника питания электродвигателе и отключённом от трубопроводов высокого и низкого давления.

При проведении регламентных работ или ремонтных работ на НА принять все необходимые меры для блокировки возможности пуска на посты энергопитания вывесить табличку «Не включать работают люди». Эксплуатация НА с неисправной или отключенной автоматикой запрещена. Все приборы должны проходить аттестацию не реже одного раза в год, а также после ремонта. Они должны быть опломбированы. Насосный агрегат устанавливается в помещении, которое не является постоянным рабочим местом для обслуживающего персонала. Управление НА должно быть дистанционное с помощью комплекта КИП и автоматики.

2. Превышение допустимого давления БКНС. Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов из-за повышенных нагрузок на оборудование. 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. Конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91. Для предотвращения образования давления превышающее рабочее устанавливаются предохранительные клапана с учетом пропускной способности и КИП. Во избежание разрушения оборудования под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве (инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

3. Поражение электрическим током. Машинист по закачке рабочего агента в пласт подвержен таким источникам опасности, как нарушение изоляции кабельных линий, силовых кабелей, попадание в зону действия электрического тока при обрыве проводов 6кВт, поражение электрическим током при работе с электроустановками, поражение молнией. Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими, требования указаны в ГОСТ 12.1.030- 81.

Машинист по закачке рабочего агента в пласт, допущенный к работе с электротехническими установками, с машинами и механизмами с электроприводом, имеет квалификационную группу по электробезопасности.

4. Статическое электричество. При трении двух диэлектриков или диэлектриков об металл появляется статическое электричество, могут накапливаться заряды на поверхностях трущихся веществ. Может произойти разряд при определенной величине, который может воспламенить горючую смесь. Все металлическая аппаратура и оборудование для защиты от статического электричества должны быть заземлены. Заземление проверяется после ремонтных работ и один раз в год в обязательном порядке.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на: предохранительные приспособления антиэлектростатические приспособления, антиэлектростатическая обувь, антиэлектростатическую спец.одежда, антиэлектростатическая защита рук.

5. Движущиеся машины и механизмы. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы

другие средства, предотвращающие травмирование. Ограждения для оборудования должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.

6. Короткое замыкание. При коротком замыкании происходит выделение большого количества тепла в проводниках за очень короткий промежуток времени, что в свою очередь приводит к резкому повышению температуры и воспламенению образования. Также, значительная опасность того, что замыкание может произойти через тело человека. Основные средства защиты и минимизации риска его возникновения — это применение сертифицированного электроинструмента и электроприборов, проведение их проверки перед началом использования. Персонал, использующий в работе электроинструмент относится к электротехническому, и должен быть обучен на соответствующую группу III допуска и регулярно проходить проверку знаний (не реже одного раза в год).

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Мероприятия по охране атмосферы - поддержание герметичности системы ППД; установление контроля за воздушной средой на основных объектах БКНС для определения опасной концентрации газов. Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- размещение объектов и предприятия на площадке так, чтобы исключалось попадание дымовых факелов на селитебную зону (1 км);
- устройство санитарно-защитной зоны;
- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов

азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ.

При превышении давления в оборудовании, либо трубопроводах выше допустимого выброс осуществляется с предохранительных клапанов в закрытую систему с последующим сжиганием газов на факеле. Операции по продувке при подготовке к ремонту осуществляются техническим азотом (с концентрацией $N_2 = 99\%$ в факельную систему).

Защита гидросферы

Мероприятия по охране водных ресурсов - обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды; сброс промывочных стоков с площадок ДКС, и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости; регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин; предотвращение утечки через неплотные соединения в водяных линиях трубопроводов, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении; осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость; строительство кустовых площадок и шламовых амбаров; исключение строительства объектов вблизи водоемов.

Защита литосферы

Мероприятия по охране земель - все материалы и оборудование располагают в пределах отведённой и обвалованной площадки; передвижение транспорта и самоходных установок происходит строго по дорогам, т.к. тундра является заповедной зоной, где растительность восстанавливается долгий период времени (например, ягель до 50 лет); планомерно проводят биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий УГКМ, универсальной травосмеси; захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома - на отдельно отведенных площадках; хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: лесные и торфяные пожары; паводковые наводнения; ураганы; сильные морозы (ниже минус 50 °С); метели и снежные заносы.
- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование из скважин;
- порывы газосборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность большое количество газа и пластовой воды.

В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС- сильный мороз.

В Сибири в зимнее время наблюдается низкая температура. При критически низких температурах может произойти авария систем теплоснабжения, электроснабжения, водоводоснабжения и транспорта. В таком случае, должно быть предусмотрено большое количество обогревателей, необходимых для продолжения трудового процесса.

Меры по предупреждению ЧС:

- повышение устойчивости системы электроснабжения. В первую очередь целесообразно заменить воздушные линии электропередач на кабельные

(подземные) сети, предусмотреть автономные резервные источники электропитания объекта (передвижные электрогенераторы).

- использование запасных автономных источников теплоснабжения, заглубления теплотрасс.

- обеспечение устойчивости систем водоснабжения (обустройство резервных емкостей и водохранилищ, очистка воды от вредных веществ и т.п.).

- обеспечение устойчивости системы водоотведения. Повышение устойчивости системы канализации достигается созданием резервной сети труб, по которым может отводиться загрязненная вода при аварии основной сети. Насосы, используемые для перекачки загрязненной воды, комплектуются надежными источниками электропитания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на БКНС, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Обслуживающий персонал БКНС может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1м от его контура не более 15 минут в смену при наличии индивидуальных средств защиты от шума. Остальное время обслуживающий персонал должен находиться в звукоизолированном помещении с уровнем звука не более 80 дБа. Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки на работника не менее 1 дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза). При показателе превышения более 12 дБ (в 4 раза) запрещается проводить работы и применять машины, генерирующие такую вибрацию. Разряд зрительной работы -VI.

Группа персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок соответствует III. По СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» определена категория работ по уровню энерготрат организма в соответствии с таблицей 5.1 – III, энергозатраты – более 290 Вт. В соответствии с СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» категория по пожарной опасности – повышенная взрывопожарорасность АН. Рассматриваемое в данной работе оборудование расположено на месторождении и относится к объектам, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящееся к областям применения наилучших доступных технологий, к объектам I категории.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Храмченков М.Г., «Элементы физико-химической механики природных пористых сред», Казань, изд. КМО, 2003 г.
2. Королев В.А., «Связанная вода в горных породах: новые факты и проблемы», соросовский образовательный журнал, № 9, 1996 г., стр. 79 – 85.
3. Злочевская Р.И., Королев В.А., «Электроповерхностные явления в глинистых породах», Москва, изд. МГУ, 1988 г.
4. Соколов В.Н., «Формирование микроструктуры глинистых пород», соросовский образовательный журнал, № 7, 1998 г., стр. 83 – 88.
5. Голубев В.С., Кричевец Г.Н., «Динамика геотехнологических процессов», Москва, изд. Недра, 1989 г.
6. Гуревич А.Е., Капченко Л.Н., Кругликов Н.М., «Теоретические основы нефтяной гидрологии», Москва, изд. Недра, 1972 г.
7. Rob Bissel, Gavin Lusby, Mike Roffey, Evgeniy Surkov, Nina Kivva, «Изучение растворения соляных отложений Верхнечонского месторождения».
8. Сурков Е.В. «Создание секторной модели Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, с учетом эффекта растворения солей в процессе разработки с ППД заводнением», 2009 г.
9. «Технико-экономическая оценка организации промышленной добычи нефти Верхнечонского месторождения». Бугульма, 1997.
10. «Отчет по подсчету нефти и газа Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Иркутская область, Катангский район (по состоянию на 01.06.94 г.)», Иркутск. Фонды «РУСИА Петролиум», 1994 г. Неустроев В.Л. и др.
11. «Подготовка и нормирование качества воды для заводнения нефтяных месторождений с различными типами коллекторов» Москва, 1987. Обзорная информация. сер. «Нефтепромысловое дело». ВНИИОЭНГ. Редькин И.И., Усачев Б.П.
12. «Разработка программного обеспечения в области нефтегазовой гидрогеологии». ж-л «Разведка и охрана недр», № 2, 1997. Букаты М.Б.

13. «Промысловые и лабораторные исследования свойств продукции скважины № 1017/4к. Пласт Вч2» Тюмень., 2009. Сводный технический отчет. ООО «МНП «ГЕОДАТА».

14. Постановление горного и промышленного надзора России. 06.06.2003 № 71 «Об утверждении Правил охраны недр».

15. Постановление Госгортехнадзора РФ. 11.09.1996 №35. «Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений».

16. Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ. Последняя редакция от 29.12.2015 N 408-ФЗ,

17. ГОСТ Р 12.4.255-2011. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Механические методы испытаний.

18. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения.

19. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.

20. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.