

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

Институт Природных ресурсов (ИПР)
Направление подготовки Природообустройство и водопользование
Кафедра Гидрогеологии инженерной геологии и гидрогеоэкологии (ГИГЭ)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Управление солеотложением при эксплуатации Первомайского нефтяного месторождения (Томская область)	

УДК 556.114:622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2В21	Самушева Аделе Андреевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГИГЭ	Попов В.К.	Д.г.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Кочеткова О.П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Шеховцова Н.С.	К.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГИГЭ	Гусева Н.В.	К.г.-м.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
В соответствии с общекультурными компетенциями	
P1	Приобретать и использовать математические, социально-экономические и инженерные знания в междисциплинарном контексте инновационной профессиональной деятельности
P2	Применять глубокие профессиональные знания для решения задач проектно-изыскательной, организационно-управленческой и научно-исследовательской деятельности в области природообустройства и водопользования
P3	Проводить изыскания по оценке состояния природных и природно-техногенных объектов для обоснования принимаемых решений при проектировании объектов природообустройства и водопользования
В соответствии с профессиональными компетенциями	
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>	
P4	Уметь формулировать и решать профессиональные инженерные задачи в области природообустройства с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять системой технологических процессов, эксплуатировать и обслуживать объекты природообустройства и водопользования с применением фундаментальных знаний
P6	Применять инновационные методы практической деятельности, современное научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач с учетом безопасности в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Самостоятельно приобретать с помощью новых информационных технологий знания и умения и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P8	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>	

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P9	Определять, систематизировать и профессионально выбирать инновационные методы исследований, научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
<i>в области проектной деятельности</i>	
P11	Уметь применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления программы мониторинга объектов природообустройства и водопользования, мероприятий по снижению негативных последствий антропогенной деятельности в условиях жестких экономических, экологических, социальных и других ограничений

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

Институт Природных ресурсов (ИПР)
Направление подготовки (специальность) Природообустройство и водопользование
Кафедра Гидрогеологии инженерной геологии и гидрогеоэкологии (ГИГЭ)

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Гусева Н.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2В21	Самушева Аделе Андреевна

Тема работы:

Исследование эколого-технологической эффективности водопользования Томского подземного водозабора	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	25.04.2016, N 3072/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. Анализ литературных данных; 2. Результаты анализа воды; 3. Результаты научных исследований;
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Анализ гидрогеологических и гидрогеохимических условий эксплуатации нефти и углеводорода Первомайского месторождения; 2. Оценка современного состояния солеотложения на Первомайском месторождении; 3. Термодинамическое равновесие; 4. Предложение по структуре управления солеотложением на Первомайском месторождении; 5. Методы борьбы с солеотложениями; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 7. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель кафедры ЭПР, Кочеткова О.П.
Социальная ответственность	Кандидат химических наук, доцент кафедры ЭБЖ, Шеховцова Н.С.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2016 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор каф. ГИГЭ	Попов В.К.	Д.г.-м.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2В21	Самушева Аделе Андреевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 96 с., 14 рис., 23 табл., 34 источников, 15 прил.

Ключевые слова: солеотложение; управление солеотложением; структура управления; методы предотвращения; ингибиторы; подземные воды; водоносный горизонт; химический состав; месторождение.

Объектом исследования является структура управления солеотложением при эксплуатации нефтяного месторождения на примере Первомайского (Томская область).

Целью исследования является разработка основ управления солеотложением на примере эксплуатации Первомайского нефтяного месторождения.

В результате проведенного исследования определена структура отдела управления солеотложением, проведен анализ солевых отложений на Первомайском месторождении и подобран наиболее эффективный и рациональный метод борьбы с солеотложением.

Область применения - нефтяные месторождения, с целью увеличения коэффициента извлечения нефти и продления срока эксплуатации месторождения.

Оглавление

Обозначения и сокращения	9
Введение	10
Обзор литературы	12
Глава 1. Гидрогеологические условия эксплуатации нефти и углеводорода Первомайского месторождения	13
1.1 Гидрогеологическая характеристика месторождения	13
1.1.1 Административное и географическое положение месторождения	13
1.1.2 Геолого-географическая и гидрогеологическая изученность района работ ...	15
1.1.3 Геологическое строение района работ	16
1.1.4 Тектоника	22
1.1.5 Гидрогеологические условия	23
1.2 Сведения о работе водозаборов	29
1.2.1 Существующее состояние водозаборных скважин на Первомайском нефтяном месторождении	30
1.2.2 Режим работы водозаборных участков	33
Глава 2. Расчёт термодинамического равновесия взаимодействия вода-порода при эксплуатации нефтяных месторождений	36
Глава 3. Менеджмент солеотложения на территории западной Сибири (Роснефть)	36
3.1. Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть»	36
3.2 Управление солеотложением в масштабах месторождения	37
3.3 Прогнозирование	38
Глава 4. Организация менеджмента солеотложением	40
4.1. Состояние структуры управления солеотложением	40
4.2 Структура управления солеотложением	47
Глава 5. Методы борьбы с солеотложениями	48
5.1. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании	48
5.2. Эффективный метод предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах.	53
Заключение	74
Список публикаций	75
Список использованных источников	76
Приложения	79
Приложение А	79
Приложение Б	80
Приложение В	82
Приложение Г	83
Приложение Д	85
Приложение Е	86
Приложение Ж	87
Приложение К	89
Приложение Л	90
Приложение М	91
Приложение Н	92
Приложение П	93
Приложение Р	94
Приложение С	95
Приложение Т	96

Обозначения и сокращения

НКТ – насосно-компрессорные трубы
ПЭД – погружной электрический двигатель
ППД – поддержание пластового давления
КНС – канализационная насосная станция
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ГНО – глубинно-насосная станция
ДНС – дожимная насосная станция
ППН – пункт подогрева нефти
ГРП – гидроразрыв пласта
УПН – установка подготовки нефти
УПСВ – установка предварительного сброса воды
ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти
ПРС – подземный ремонт скважин
ПЗП – призабойная зона пласта
БКНС – блочная кустовая насосная станция
ГИС – геоинформационная система

Введение

Наиболее важным фактором, который снижает продуктивность скважины является отложение неорганических соединений, как в самой эксплуатационной колонне, так и внутри пласта. Поэтому так необходимо изучать состав попутно-добываемых вод и вод, используемых для ППД, их насыщенности относительно основных минералов. С данной проблемой сталкиваются недропользователи не только Томской области или России, но и их зарубежные коллеги.

Физико-географические условия, геологические, гидрологические и прочие условия определяют различные условия эксплуатации нефтяных месторождений.

Геолого-физическое, литологическое строение определяет различные условия эксплуатации нефтяных месторождений. Что определяет различия в подходах к решению самых разных задач нефтедобычи, в том числе и управлению осложнениями. На месторождениях наиболее остро стоит задача снижения риска солеотложения, оптимизации применяемых технологий, выбор приоритетов в использовании новейших технологий предупреждения солеотложения. [1]

Одной из причин солеотложения является падение забойного давления, что приводит к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в частности из воды.

Целью исследований является анализ структур возможности солеотложения на примере Первомайского нефтяного месторождения; изучение основных этапов менеджмента солеотложения; ознакомление с современным состоянием управления солеотложением на месторождениях.

Задачи исследования:

- 1) Изучить структуру управления солеотложением;

2) Проанализировать все известные методы борьбы с неорганическими солями и подобрать наиболее рациональный и эффективный;

3) Оценить современное состояние проблемы солеотложения на Первомайском месторождении;

4) Провести термодинамические расчеты параметра насыщенности используемых на месторождении подземных вод с основными породообразующими минералами;

5) Разработать предложения по структуре управления солеотложением на Первомайском месторождении.

Научная новизна работы заключается в расчете термодинамического равновесия и предложении по усовершенствованию методики борьбы с солеотложением.

Основные защищаемые положения:

1) Расчет термодинамического равновесия в системе вода-порода.

2) Управление солеотложением.

Практическая значимость работы заключается в попытке усовершенствования структуры управления солеотложением на эксплуатируемых нефтяных месторождениях.

Полученные материалы в ходе написания выпускной квалификационной работы, в будущем будут анализироваться, и формировать идеи, реализация которых будет представлены в магистерской диссертации.

Обзор литературы

В первой главе рассмотрены климатические, геологические и гидрогеологические условия района Первомайского месторождения, на основе материалов, заимствованных из тома XVI «Гидрогеология СССР «Западно-Сибирская равнина» (1970 г.) и тома XIV «Геология СССР «Западная Сибирь часть I геологическое описание» (1967 г.).

На основе результатов анализа воды Первомайского месторождения была написана вторая глава, в которой было рассчитано термодинамическое равновесия пластовых вод.

Третья глава была посвящена менеджменту солеотложения на территории западной Сибири (Роснефть), за основу была взята работа Кудряшова С.И. «Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть» (2006 г.) и Невядовского Е.Ю. «Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть» (2009 г.).

За основу написания четвертой главы лег труд С.Е. Здольника, О.В. Акимова, Д.В. Маркелова, В.Н. Гусакова, А.И. Волошина и В.В. Рагулина «Управление солеотложением –залог повышения эффективности нефтедобычи» (2009 г.).

Пятая глава посвящена описанием возможных методов борьбы с солеотложением при помощи М.Крабтри, Д. Эслингера, Ф. Флетчера, М.Миллера, Э.Джонсона и Д. Кинга «Борьба с солеотложением-удаление и предотвращение их образования» (1999г.) И Шангараевой Л.А. «Методы предотвращения солей в нефтяных скважинах» (2013г.).

Глава 1. Гидрогеологические условия эксплуатации нефти и углеводорода Первомайского месторождения

1.1 Гидрогеологическая характеристика месторождения

1.1.1 Административное и географическое положение месторождения

Территориально большая часть Первомайского нефтяного месторождения расположена на северо-западе Кargasокского района Томской области, и только небольшая его площадь принадлежит Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (лист 1).

От областного центра г. Томска месторождение удалено на 600 км в северо-западном направлении.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой слабо расчлененную озерно-аллювиальную сильно заболоченную равнину, покрытую лесом, болотной и, реже, луговой растительностью. Абсолютные отметки поверхности колеблются от + 70 м в долинах рек до + 116 м – на водоразделах. [2]

В гидрографическом отношении территория месторождения расположена на междуречье рек Большой Юган и Васюган, откуда берут свое начало реки Еллёкулумьях, Катыльга и их мелкие притоки, пересекающие район работ в субширотном направлении. Это типично таёжные равнинные реки с очень извилистыми руслами. Скорость течения речных вод - 0,3-0,5 м/с. Питаются реки, в основном, за счет атмосферных осадков, истоками служат заболоченные территории и озера. Вскрытие рек происходит в начале мая, ледостав начинается в конце октября – начале ноября. Продолжительность ледостава на реках около 205 дней: с начала октября до начала мая.

Ближайшим к месторождению населенным пунктом является вахтовый поселок Пионерный, расположенный к востоку на расстоянии 20 км. В 80 км к юго-востоку находится п. Новый Васюган. На северо-северо-

востоке в 210 км и 250 км от месторождения расположены города Стрежевой и Нижневартовск. Основное население в районе - это занятый на нефтяных промыслах и геологоразведочных работах персонал, работающий вахтовым методом.

Климат района резко континентальный и характеризуется холодной продолжительной зимой. По данным гидрометеостанции с. Средний Васюган за период наблюдений 1999-2007. гг среднемноголетняя годовая температура отрицательная и равна минус 0,1°С. Минимальная среднемесячная температура воздуха отмечена в январе 2006 года и составила минус 34 °С.

Из-за сильного испарения с озер и болот, которые занимают обширные площади на описываемой территории, район относится к избыточно увлажненному. Здесь количество атмосферных осадков значительно превышает величину испарения. За период наблюдений (1997-2007 гг.) количество выпавших осадков изменялось от 448 мм (2005 г.) до 709 мм (2001 г.), многолетняя среднегодовая величина осадков равна 565 мм. Максимальное количество осадков приходится на август, минимальное выпадает в зимнее и весеннее время.

Снежный покров образуется в конце октября - начале ноября. Высота снежного покрова на залесенных участках составляет 1,0-1,5 м, на открытых местах - не превышает 0,5-0,6 м. Господствующее направление ветров – юго-западное со скоростью 3,5-4,0 м/с.

Обустройство месторождений выполнено за счет использования глинистых песков, добытых из местных карьеров вдоль мелких рек. Строительные материалы, отвечающие кондиционным требованиям (песок, гравий, щебенка и т. д.), здесь отсутствуют.

Для локального и централизованного водоснабжения городов и поселков используются подземные воды, заключенные в отложениях туртасской и черталинской свит. Каптаж пресных подземных вод производится вертикальными эксплуатационными скважинами. [2]

Для технического водоснабжения нефтепромыслов (в частности систем поддержания пластового давления (ППД)) широко используются подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

1.1.2 Геолого-географическая и гидрогеологическая изученность района работ

Геологическое строение и гидрогеологические условия описываемой территории базируются на результатах поисково-разведочных работ при изысканиях нефти, газа и подземных вод. Кроме этого, накоплен многолетний опыт эксплуатации оцениваемого апт-сеноманского водоносного горизонта на многочисленных водозаборных участках, обеспечивающих систему ППД нефтяных месторождений Томской области.

Гидрогеологические условия района, в целом, изучены очень слабо, в связи с тем, что проблема с обеспечением питьевыми и техническими водами здесь никогда не стояла. Необходимая потребность в воде, как для питьевых, так и для технических целей без особых затруднений удовлетворялась по мере её необходимости.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород по результатам геофизических исследований, главным образом, было направлено на образования мелового (апт-сеноман) и юрского возраста. Интерпретация данных стандартных промысловых геофизических исследований (ГИС) проводилась по поисково-разведочным на нефть и водозаборным скважинам. Материалы интерпретации ГИС также широко использовались при литологическом расчленении вскрытых разрезов. В том числе, и на Первомайском нефтяном месторождении по результатам геофизических исследований определены фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивных горизонтов. [3]

1.1.3 Геологическое строение района работ

Первомайское нефтяное месторождение и соседние с ним месторождения, определяющие границы района работ, расположены на территории листов О-43-Х, XI, в центральной части Западно-Сибирской равнины.

В геологическом разрезе описываемого района вскрыты породы палеозойского складчатого фундамента, на котором со стратиграфическим и угловым несогласием залегают осадочные отложения платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста мощностью от 2500 м в пределах локальных поднятий до 3500 м – в синклиналях.

Палеозойская группа (Pz)

Палеозойские породы разведочными скважинами по району работ встречены на глубине 2540 – 2956 м. Вскрытая мощность образований равна 11-243 м. Сложен фундамент песчаниками, алевролитами, аргиллитами с включениями пирита, серпентин-кварцевых и серпентин-тальковых пород.

Образования палеозойского фундамента с угловым несогласием перекрываются осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Мезозойская группа (Mz)

Юрская система (J)

Средний-верхний отделы (J₂₋₃)

Тюменская свита (J₂ tm – аален-бат). Континентальные осадки свиты с угловым несогласием залегают на выступах палеозойского фундамента и представлены плотными глинами, серыми, темно-серыми аргиллитами и алевролитами, песчаниками разномеристыми, залегающими в виде косослоистых слоев и прослоев различной мощности. Местами отмечаются пласты и прослои угля.

Мощность пород свиты по району работ составляет 135-340 м, на месторождении вскрытая мощность равна 135 м.

Васюганская свита (J_{2-3} vs – келловей - верхний оксфорд).

Прибрежно-морские отложения свиты трансгрессивно залегают на отложениях тюменской свиты. Отложения свиты имеют повсеместное распространение в районе работ и по литологическому составу четко подразделяется на нижнюю и верхнюю части.

Общая мощность отложений свиты составляет 55-95 м.

Георгиевская свита (J_2 gr – верхний оксфорд-нижний титон)

сложена темно-серыми аргиллитоподобными глинами. Мощность свиты небольшая и не превышает 4 м.

Баженовская свита (J_3 - K_1 bz – нижний титон-нижний берриас).

Представлены отложения темно-серыми, коричневатыми битуминозными плитчатыми аргиллитами и перекрывают юрский нефтегазоносный горизонт.

Мощность свиты – 10-20 м.

Меловая система (K)

Образования апт-сеноманского времени представлены сложным комплексом пород, выделенных в покурскую свиту и сформировавшихся в континентальных условиях.

В этот период сформировались отложения, отнесенные к кузнецовской, березовской и ганькинской свитам.

Куломзинская свита (K_1 kl – берриасс-нижний валанжин).

Отложения свиты согласно залегают на породах баженовской свиты.

Мощность отложений изменяется от 200 до 280 м.

Тарская свита (K_1 tr – нижний валанжин).

Отложения свиты представлены, преимущественно, серыми, светло-серыми мелко-, среднезернистыми слоистыми песчаниками. Местами отмечаются прослои аргиллитов, насыщенных обуглившимися растительными остатками, и алевролитов. В кровле свиты залегают серые, темно-серые аргиллитоподобные глины.

Мощность пород – 150-200 м.

Вартовская свита (K_1 vr - нижний валанжин – нижний апт).

Свита представлена сложно переслаивающимся комплексом пород прибрежно-морского и континентального генезиса. Ритмичность, наблюдаемая в осадконакоплении, позволяет выделить в составе свиты нижнюю, среднюю, верхнюю подсвиты.

Общая мощность свиты по району работ составляет 430-530 м.

Покурская свита (K_{1-2} pk – средний апт - сеноман) с размывом залегает на породах вартовской свиты. Свита представлена сложным чередованием пород, формирование которых происходило в континентальных условиях в период регрессии моря. По литологическому составу выделены нижняя, средняя, верхняя подсвиты (лист 1).

Нижняя подсвита покурской свиты датируется средним-верхним аптом. В основании подсвиты выделяется *чернореченская толща* мощностью 40-65 м, характеризующаяся глинистым составом с линзами и прослоями алевроитов.

Выше по разрезу залегают, преимущественно, песчаники и алевролиты грязно-серого цвета, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, с окатышами глин. Породы обогащены растительным детритом, встречается сидерит. Мощность отложений – 175-235 м.

К этой части разреза приурочены пласты ПК₁₄ - ПК₁₈.

Средняя подсвита сформировалась в альбское время. В литологическом отношении представлена сложным чередованием крупных пластов и пачек глин серых, темно-серых, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком с прослоями серых, буровато-серых алевролитов, иногда углистых, уплотненных песков, песчаников. Породы обогащены растительным детритом. В основании отдельных пластов встречаются окатыши глин, пласты бурых углей. Мощность подсвиты – 300-330 м.

В этой части разреза выделяются пласты ПК₇-ПК₁₃.

Верхняя подсвита датируется сеноманом и представлена сложным переслаиванием уплотненных песков, песчаников, алевролитов серых, реже буровато-серых с разнообразными видами слоистости. Породы обогащены растительным детритом, встречается янтарь, реже сидерит. Мощность подсвиты – 200-255 м.

К этой части разреза приурочены пласты ПК₁ – ПК₆.

Кровля пород покурской свиты в районе работ залегает на глубине порядка 790- 980 м.

Погружение кровли наблюдается в северо-северо-западном направлении, в этом же направлении увеличивается и мощность свиты. На полную мощность, которая по району работ достигает 1000 м, отложения покурской свиты пройдены единичными водозаборными скважинами и скважинами, вскрывающими нефтегазоносные породы юрской системы.

Кузнецовская свита (K₂ kz – турон - нижний коньяк). Морские отложения свиты трансгрессивно залегают на континентальных породах покурской свиты, с перекрывающими отложениями березовской свиты имеют согласный контакт. Осадконакопление происходило в условиях расширения морской трансгрессии, что способствовало образованию серых и зеленовато-серых глин, насыщенных зернами глауконита, пиритизированными водорослями и ихтиодетритом. Площадная выдержанность образований и четкая стратиграфическая привязка позволяет отнести отложения свиты к маркирующему горизонту. Кровля свиты в районе работ отмечается на глубине 830-850 м, на Первомайском месторождении глубина залегания свиты изменяется от 832 до 845 м.

Мощность свиты по району работ - от нескольких метров до 50 м, на месторождении она составляет 15-20 м.

Березовская свита (K₂ br – нижний коньяк - верхний кампан). Породы свиты сформировались в морских условиях. Мощность свиты по району работ – 90-115 м, на месторождении – 75-110 м.

Ганькинская свита (K_2 gn – верхний кампан-маастрихт)
представлена морскими образованиями, среди которых преобладают серые, светло-серые, зеленовато-серые известковистые глины с прослоями алевролитов и мергелей с включениями пиритизированных водорослей, обломков раковин моллюсков. Кровля отложений по району отмечается на глубине 600-700 м, на месторождении - на глубине 610-640 м.

Мощность свиты по площади и участку работ изменяется от 150 до 170 м.

Кайнозойская группа (Kz)

Формирование отложений кайнозойского периода происходило в условиях частой смены фациальных условий. Общая мощность кайнозойских отложений – 540-690 м.

Палеогеновая система (P).

Отложения палеогеновой системы имеют повсеместное распространение на описываемой площади. В разрезе выделены: *талицкая* (P_1 tl), *люлинворская* (P_{1-2} ll), *тавдинская* (P_2 tv), *черталинская* (P_3 čr) и *туртасская* (P_3 tr) свиты.

Талицкая свита (P_1 tl - палеоцен) согласно залегает на породах ганькинской свиты. Сложена она морскими образованиями, представленными темно-серыми иногда черными глинами с мелкими линзами алевролита и кварц-глауконитового песка.

Мощность свиты – 40-55 м.

Люлинворская свита (P_{1-2} ll – верхний палеоцен - средний эоцен)
сложена свита, преимущественно, аргиллитоподобными глинами грязно-зеленого цвета с включениями диатомитов, в нижней части разреза встречаются опоки и опокovidные глины темно-серого и зеленовато-серого цвета.

Мощность отложений люлинворской свиты – 155-195 м.

Отложения люлинворской свиты совместно с нижележащими глинистыми породами ганькинской и талицкой свит являются

региональным водоупором, разделяющим пресные и соленые подземные воды.

Тавдинская свита (P_2 tv – средней-верхний эоцен) повсеместно распространена в описываемом районе. Представлена она морскими тонкослоистыми глинами зеленовато-серого, зеленого, желтовато-зеленого цвета с прослоями алевроита, с включениями пирита, глауконита, сидерита. Мощность отложений - 110-140 м.

Черталинская свита (P_3 čr – нижний олигоцен). Отложения свиты начинают континентальный цикл осадконакопления и с резко выраженным несогласием залегают на прибрежно-морских глинах тавдинской свиты.

Мощность отложений в районе работ равна 145-175 м.

Туртасская свита (P_3 tr – верхний олигоцен) с незначительным размывом перекрывает отложения черталинской свиты. Осадки формировались, главным образом, в озерных, болотных и континентальных условиях. Литологические разности, представленные глинами, песками, алевроитами, в разрезе и по площади их распространения неравномерно переслаиваются между собой.

Мощность отложений равна 20-40 м.

Неогеновая система (N)

Отложения неогеновой системы в районе работ представлены абросимовской (N_{1ab}) и бещеульской ($N_{1bš}$) свитами, с размывом залегающими в пределах водораздельных пространств на отложениях туртасской свиты.

Абросимовская свита (N_{1ab} – нижний миоцен) выделена на водораздельных площадях. Сложена свита песками тонкозернистыми слюдистыми с прослоями глин, алевроитов. Мощность отложений не превышает 20 м.

Бещеульская свита ($N_{1bš}$ – нижний-средний миоцен) распространена в пределах водораздельных пространств, представлена

глинами, алевроитами, реже песками коричневатого-серого, серого цвета. Мощность свиты – 30 м.

Четвертичная система (Q)

На описываемой территории четвертичные отложения распространены повсеместно, с размывом они залегают на неогеновых образованиях. Литологический состав пород разнообразен и представлен супесями, суглинками, песками с включениями гравия, гальки, лигнитизированной древесины, линзами торфа. Мощность четвертичных отложений – 20-40 м. [3]

1.1.4 Тектоника

По тектоническому районированию Первомайское месторождение расположено в северной части Каймысовского свода (приложение А). Это - крупная структура I порядка, соответствующая Каймысовскому антиклинаторию палеозойского фундамента. [4] Контуры Первомайского лицензионного участка охватывают Весеннее и Первомайское локальные поднятия (структуры III порядка), осложняющие центральную часть Нововасюганского малого вала, который линейно вытянут вдоль восточного склона Каймысовского свода.

В региональном плане по поверхности подошвы баженской свиты Нововасюганский малый вал занимает один из наиболее высоких гипсометрических уровней. Погружение поверхности отмечается в сторону Колтогорско-Парбигского и Западно-Нюрольско-Кыштовского мегапрогибов. [3]

Анализ структурных построений свидетельствует об унаследованном характере тектонического развития, которое сопровождается постепенным выполаживанием рельефа к дневной поверхности.

Время формирования меловых и более молодых отложений характеризуется более спокойными тектоническими условиями. Амплитуды вертикальных смещений постепенно затухают. [4]

1.1.5 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении район работ расположен в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

При описании гидрогеологических условий использованы данные, приведенные в отчетах по подсчету запасов подземных вод, заключенных в отложениях апт-сеноманского возраста на Первомайском, Оленьем, Катильгинском, Западно-Катильгинском нефтяных месторождениях. Кроме этих работ использованы материалы мониторинга, выполняемого недропользователем на месторождениях соленых подземных вод, используемых для ППД. Характеристика верхней части разреза, к которой приурочены пресные подземные воды, приводится по материалам ранее выполненных работ по оценке запасов пресных подземных вод на Первомайском месторождении.

Согласно региональной гидрогеологической стратификации разрез представлен двумя гидрогеологическими этажами и водоносной зоной трещиноватых пород палеозойского фундамента. Гидрогеологические этажи различаются литолого-фациальными условиями накопления осадков, гидродинамической и гидрогеохимической обстановкой. Пресные подземные воды, заключенные в образованиях верхнего гидрогеологического этажа, отделены от соленых вод нижнего гидрогеологического этажа глинистыми отложениями турон-эоценового возраста, суммарная мощность которых составляет порядка 600 м.

Вскрытый разрез с различной степенью детальности изучен до глубины порядка 2,7-3,0 км.

Слагающие гидрогеологические этажи водоносные горизонты и комплексы характеризуются региональным распространением по площади,

выдержанностью в разрезе, относительной однородностью основных фильтрационно-ёмкостных показателей и гидрогеологических параметров.

Верхний гидрогеологический этаж включает в себя отложения четвертично-олигоценового возраста, мощностью до 300 м, где подземные воды характеризуются, преимущественно, свободным водообменом.

Питание водоносные образования получают по всей площади их распространения за счет инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка подземных вод осуществляется в речную сеть.

Водоносные горизонты верхнего гидрогеологического этажа служат источником хозяйственно-питьевого водоснабжения на большей части Томской области.

В составе верхнего гидрогеологического этажа выделены следующие водоносные и водоупорные горизонты и комплексы.

Водоносный комплекс четвертично-неогеновых отложений (Q-N) представлен аллювиальными, озерными, озерно-аллювиальными обводненными осадками, среди которых регионально выдержанные слабоводопроницаемые отложения отсутствуют, что позволяет объединить эти образования в единую водонасыщенную систему.

Слагающие комплекс породы характеризуются различными фильтрационными свойствами. Водообильность пород достаточно пестрая, но, в целом, невысокая. Дебиты скважин, чаще всего, составляют десятые доли л/с.

По химическому составу подземные воды комплекса гидрокарбонатные кальциево-магниевые пресные с минерализацией 0,2-0,3 г/л.

Мощность водоносного комплекса изменяется от 20 до 70 м.

Слабоводоносный горизонт отложений туртасской свиты (P_3tr) в районе работ представлен, преимущественно, слабоводопроницаемыми глинами с прослоями песков и алевроитов.

Фильтрационные свойства пород не изучены. Мощность горизонта - 20-40 м.

Водоносный локально водоупорный горизонт отложений черталинской свиты (P_3 čr) представляет собой многослойную толщу, сложенную аллювиально-озерными песчано-глинистыми образованиями, которые характеризуются выраженной плановой и вертикальной литолого-фациальной неоднородностью. Мощность горизонта – 145 - 175 м.

Питание водоносная толща получает по всей площади её распространения за счет инфильтрации атмосферных осадков.

По химическому составу подземные воды горизонта относятся к гидрокарбонатному типу. Катионная часть представлена ионами кальция, магния. Воды пресные, минерализация не превышает 0,3-0,5 г/л.

Подземные воды, заключенные в отложениях черталинской свиты, являются основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения нефтяных промыслов, сосредоточенных в районе работ.

В подошве черталинской свиты залегают глины тавдинской, люлинворской, талицкой, ганькинской, березовской, кузнецовской свит, которые составляют **региональный водоупорный комплекс** мощностью 550-740 м.

Нижний гидрогеологический этаж представлен гидрогеологическими подразделениями мелового, юрского и палеозойского (верхняя часть) возраста.

Для слагающих этаж пород характерно повсеместное их распространение в плане и разрезе. Залегание отложений спокойное субгоризонтальное. Увеличение уклонов наблюдается на крыльях локальных куполовидных поднятий, с которыми связаны нефтяные залежи.

В составе нижнего гидрогеологического этажа выделены три комплекса:

- водоносный комплекс отложений апт-сеноманских отложений (покурская свита);
- водоносный комплекс баррем-оксфордских отложений (вартовская, тарская, куломзинская, баженовская и георгиевская свиты);
- водоносный комплекс юрских отложений и верхней части палеозойского фундамента.

Водоносный комплекс апт - сеноманских отложений (K_{1-2} рк - покурская свита) имеет региональное распространение по левобережью р. Обь. Вскрыты породы разведочными на нефть и, добывающими подземные воды для целей ППД, скважинами. Представлен комплекс сложным чередованием песков, песчаников, алевролитов, глин, аргиллитов. Суммарная мощность проницаемых разностей (эффективная мощность) по результатам интерпретации ГИС изменяется в пределах 250-400 м.

Статический уровень подземных вод отмечается на глубине 15-26 м от поверхности земли. Подземные воды комплекса высоконапорные.

Водовмещающие отложения обладают высокими коллекторскими свойствами и значительной водообильностью, значения которой по разрезу варьируют в широких пределах в зависимости от фильтрационно-ёмкостных свойств водовмещающих пород: открытой пористости, глинистости, проницаемости. На Первомайском месторождении более высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами обладают породы средней и нижней части покурской свиты.

Значения удельного дебита скважин существенно зависят от степени их совершенства и изменяются от десятых долей л/с до десятков л/с. Так, удельный дебит водозаборных скважин на Катильгинском месторождении изменяется в очень широком диапазоне: от 2,28 до 24,7 л/с.

По химическому составу подземные воды покурской свиты относятся к хлоридным натриевым (по классификации В.А. Сулина – это

хлоркальциевый тип). В естественном состоянии воды характеризуются устойчивым составом во времени.

Воды соленые, с минерализаций от 15,2 до 34,9 г/л, наиболее повторяемые значения находятся в пределах 18-21 г/л. Среда вод, преимущественно, слабощелочная, редко - слабокислая. Величина pH изменяется от 6,6 до 8,3 ед. pH. Ионный состав, в основном, представлен натрием+ калий и хлором, их содержание изменяется, соответственно, в г/л: от 4,6 до 11,9 и от 9,1 до 21,3. Содержание ионов кальция варьирует в пределах 0,1-1,3 г/л. Концентрация гидрокарбонат-ионов не превышает 0,5 г/л, изменяясь, в основном, от 0,1 до 0,2 г/л (приложение Б).

Состав растворенных микроэлементов весьма разнообразный, по основной массе определяемых показателей их концентрация незначительна и не представляет практического интереса для промышленного извлечения, за исключением йода и брома, содержание которых по отдельным пробам близко к промышленным кондициям (приложение В).

Состав спонтанного газа преимущественно метановый, на долю метана приходится до 90,7 %, с незначительными примесями кислорода, углекислого газа, гелия. Сероводород, как правило, отсутствует. Газонасыщенность подземных вод - порядка 1 л/л.

Воды горячие, температура на устье равна 36-45 °С.

Качественный состав добываемых вод, в целом, соответствует их целевому назначению.

Водоносный комплекс баррем-оксфордских отложений объединяет обводненные и слабоводопроницаемые породы **вартовской** ($K_1\ vr$), **тарской** ($K_1\ tr$), **куломзинской** ($K_1\ kl$), **баженовской** ($J_3\ bz$) и **георгиевской** ($J_3\ gr$) свит, представляя собой сложнопостроенную гидродинамическую систему. Слагающие комплекс отложения, характеризуются разнообразием фациального и литологического состава. Наиболее обводнены породы вартонской и тарской свит, представленные

песчаниками с частыми прослоями аргиллитов и алевролитов. Куломзинская, баженовская и георгиевская свиты сложены, в основном, глинистыми породами и служат водоупором, мощность которого около 300 м. В кровле комплекса залегают глинистые породы верхней части вартовской свиты, мощность которых достигает 40 и более м.

По условиям обводненности комплекс разделяется на *верхнюю (средняя и нижняя подсвиты вартовской свиты и тарская свита) и нижнюю (ачимовская толща куломзинской свиты) водоносные толщи*, разделенные между собой водонепроницаемыми глинистыми осадками *верхней части куломзинской свиты*.

Общая мощность пород комплекса – 600-700 м.

Гидрогеологические и гидродинамические условия комплекса изучены слабо. Отложения ачимовской толщи обладают более низкими коллекторскими свойствами относительно вышезалегающей толщи. Сложена она, преимущественно, глинисто-алевритовыми породами. Здесь из скважин получены дебиты, равные 1,1-5,0 м³/сут.

Воды комплекса высоконапорные.

Химический состав подземных вод комплекса по разрезу охарактеризован представительным количеством проб, отобранных из разведочных скважин (приложение Г).

Доминирующий химический тип подземных вод – хлоридный кальциево-натриевый, на фоне которого встречаются хлоридные натриевые воды с повышенным содержанием кальция. По классификации В.А. Сулина тип вод определяется как хлоркальциевый. По классификации С.А. Щукарева подземные воды относятся к хлоридным натриевым.

По химическому составу подземные воды близки к водам, заключенным в отложениях покурской свиты. Отличительной особенностью характеризующихся вод является высокое содержание ионов кальция, составляющее от 2 до 22 г/л, что в несколько раз больше, чем в вышезалегающем водоносном комплексе. Минерализация подземных вод

варьирует от 15 до 24 г/л, преобладающие значения – 17-21 г/л. Среда вод от слабокислой до нейтральной, рН изменяется в пределах 5,8-7,4 ед. рН.

Из микроэлементов определены йод, бром, бор, железо в количестве, соответственно: 3,6-24,5 мг/л, 26,2-108,6 мг/л, 1,1-19,4 мг/л, 0,4-7,5 мг/л.

Состав водорастворенного газа, в основном, метановый, сумма тяжелых углеводородов составляет 0,54-3,26 %. Газонасыщенность подземных вод равна 0,1-1,1 л/л.

Водоносный комплекс отложений юрского возраста и верхней части палеозойского фундамента включает в себя песчаники, алевролиты и глины *васюганской* (J_{2-3} vs) и *тюменской* (J_2 tm) свит и выветрелые трещиноватые породы верхней части палеозойского фундамента. Вскрытая мощность отложений комплекса в районе работ составляет порядка 300 м.

Коллекторские свойства пород невысокие. При опробовании интервалов проницаемых отложений получены, как правило, незначительные притоки воды, составляющие единицы-десятки м³/сут при понижении уровня на 1000 и более метров. Непосредственно на Первомайском месторождении в процессе освоения скважин (интервалы пласта Ю₁) при естественном изливе получены дебиты от 0,3 до 2,5 м³/сут.

Подземные воды комплекса хлоридные натриевые, по классификации В.А. Сулина – это хлоркальциевый тип вод. Минерализация вод изменяется от 28,2 до 44,5 г/л, преобладают значения 35-40 г/л, среда вод слабокислая – нейтральная (рН = 6,0-7,5 ед. рН), редко слабощелочная с рН = 7,6 ед. рН. Подземные воды комплекса характеризуются повышенным содержанием, относительно вышележающих подземных вод, гидрокарбонат-ионов. Их концентрация равна 0,5-1,2 г/л. Из микроэлементов в подземных водах определен йод в количестве 1,7-16,2 мг/л, бром – 13,0-140,0 мг/л, бор – 2,7-33,2 мг/л, железо – 0,2-22,0 мг/л. [2]

1.2 Сведения о работе водозаборов

1.2.1 Существующее состояние водозаборных скважин на Первомайском нефтяном месторождении

Территориально водозабор Первомайского месторождения подразделяется на два участка, расположенных в пределах Томской и Тюменской областей.

Ввод водозаборных скважин в эксплуатацию осуществлялся поэтапно. В 1982 году вводятся в эксплуатацию скважины на юге и в центре месторождения (Томская область). [5]

В системе ППД на месторождении в качестве рабочего агента используются как соленые подземные воды апт-сеноманского водоносного комплекса, так и подтоварные воды, образующиеся в процессе подготовки нефти.

Поддержание пластового давления в нефтяных пластах на территории Томской области осуществляется двумя блочными станциями: в южной части – БКНС 31, центральной – БКНС-32. На двух кустах (кусты 24 и 17), расположенных в центральной части месторождения, ведется прямая подача воды из скважины в скважину.

Сведения о фонде водозаборных скважин, их конструкция приведены в таблице 1.

Таблица 1

Конструкция водозаборных скважин

№ куста	№№ скважин год бурения	Глубина скважины Альтитуда ротора, м	Обсадочный диаметр, мм интервал, м	Магнит. азимут, °	Смещение, м	Отклонение от забоя, м	Инт. перфорации, м	Примечание
Томская область								
24	340 1985	2680 111,5	245 0,0-400,0 146 0,0-2680				979-1861	рабочая, переведена в водозаборную из нефтедобывающей

36	<u>7В</u> 1985	<u>1750</u> 105,3	<u>426</u> 0,0-389,6 <u>168</u> 332-1734	340°	486,5	95,5	1080-1094, 1098-1114 1180-1188, 1196-1208 1234-1240, 1242-1270 1344-1358, 1388-1398 1468-1472, 1508-1576 1518-1524, 1536-1546 1558-1564, 1548-1616 1622-1648 (1200 отв.)	резервная
27	<u>5В</u> 1983	<u>1640</u> 100,8	<u>426</u> 0,0-399,3 <u>168</u> 350-1631	вертикальн ая			878-884, 892- 904, 920-938, 988- 1012, 1067-1092 ,1116-1131 1176-1218, 1222-1239 1258-1274, 1340-1346 1380-1388, 1476-1492 1500-1505, 1531-1538 1552-1574 (1554 отв.)	не работает с 1999 г, находится в аварийном состоянии, готовится к ликвидации
	<u>6В</u> 1983	<u>1740</u> 100,8	<u>426</u> 0,0-441 <u>168</u> 380-1736	наклонная			927-931, 943- 964, 1012-1018, 1024-1036 1102-1134, 1163-1168 1192-1214, 1242-1247 1252-1273, 1307-1334 1409-1413, 1506-1513 154-1548, 1585-1600, 1618-1631, 1648-1674 1678-1684 (1380 отв.)	рабочая; бездействи е

При обследовании водозаборных сооружений, по состоянию на август 2009 г., установлено, что на месторождении имеется 26 водозаборных

скважин, в том числе, 23 скважины изначально пробурены как водозаборные, 3 скважины переведены в водозаборные из фонда нагнетательных и нефтедобывающих. Водозаборные скважины рассредоточены по площади месторождения и представляют собой малые групповые водозаборы, расположенные на территории Тюменской (участок I) и Томской (участок II) областей.

На территории Томской области пробурено 19 скважин, в том числе 17 скважин вододобывающих, 2 скважины переведены из фонда нефтедобывающих и нагнетательных. В пределах Тюменской области пробурено 6 вододобывающих скважин и 1 скважина переведена из фонда нефтедобывающих.

Литологическое строение водоносного комплекса и интервалы перфорации обсадных колонн, угол наклона скважины уточнены по данным геофизических исследований (стандартный и радиоактивный каротаж, инклинометрия). В настоящее время многие водозаборные скважины по разным причинам не эксплуатируются.

Всего на месторождении в рабочем состоянии находится 12. Часть из этих скважин эксплуатируется постоянно, некоторые находятся в резерве и могут быть запущены в эксплуатацию при первой необходимости. При подсчете запасов подземных вод в расчетную схему включены все рабочие скважины.

Добыча подземных вод осуществляется с помощью погружных электронасосов марки ЭЦВ-500 и УЭУПК-2000, DN-3000, установленных на глубине порядка 200-300 м. Типовая конструкция водозаборной скважине представлена на рисунке 1.

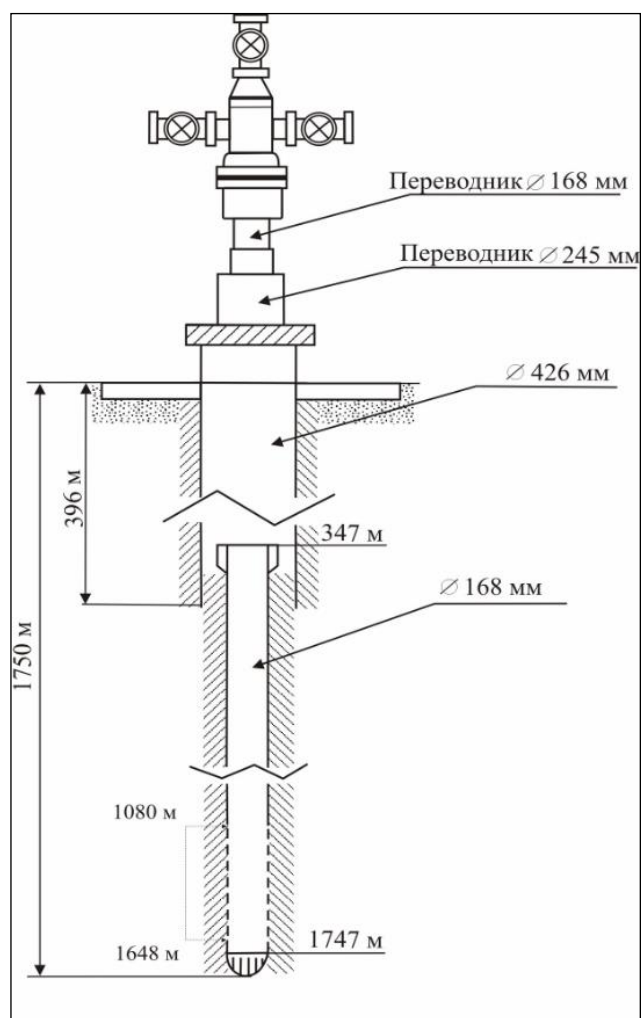


Рис. 1. Типовая конструкция водозаборной скважины на Первомайском месторождении. [6]

1.2.2 Режим работы водозаборных участков

Потребность в подземных водах на водозаборных участках месторождения регулируется технологическими процессами добычи нефти. В последние годы за счет повышения обводненности нефтяных пластов увеличивается объем подтоварных вод, которые используются в системе ППД. В этой связи происходит планомерное снижение добычи и закачки соленых вод апт-сеноманского водоносного комплекса в целом по всему месторождению, а на некоторых кустах добыча подземных вод практически прекращена.

Объем добычи подземных вод соответствует текущей потребности в воде производительности насосного оборудования, и не всегда извлеченные

воды поступают в систему нагнетания. Как правило, излишки подземных вод через байпас сбрасываются обратно в скважину.

Количество добываемых подземных вод фиксируется на входе в БКНС или нагнетательную скважину по водосчетчикам марки ДРС и УРСВ, водозаборные скважины приборами учета не оборудованы.

Динамика добычи подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса на территории Томской и Тюменской областей за весь период эксплуатации водозаборных участков приведена в таблице 2, графически изображена в приложении Д.

Наращивание объема добычи подземных вод по водозаборным скважинам, расположенным в пределах **Томской области**, отмечалось с начальной стадии эксплуатации месторождения до 1989 года, когда водоотбор достиг максимальной величины за весь период эксплуатации водозабора и составил 6096,9 тыс. м³ (приложение Д).

В последующие годы добыча подземных вод планомерно снижается, за счет увеличения доли подтоварных вод, используемых при закачке. Сведения о добыче подземных вод с 2004 года (дата первичной оценки ЭЗПП) по 2009 год, перечень скважин, находящихся в работе, время работы скважин в течение года и значения уплотненного дебита приведены в приложении Е. Как видно из таблицы, значения уплотненного дебита по скважинам существенно различаются, изменяясь от 6,0 до 745,8 м³/сут. Эти цифры не характеризуют фактическую производительность скважин, так как эта величина находится в прямой зависимости от времени работы скважины в течение суток и при этом не учитывается объем подземных вод, сбрасываемых через байпасы обратно в скважину. Принимая значения уплотненных дебитов за истинные значения, фактически занижаются возможности скважин. [5]

Таблица 2

Объем добычи подземных вод (Первомайское нефтяное месторождение)

Годы	Объём добычи, тыс. м ³	Кол-во скважин в работе	Работа скважин, скв/сут	Уплот. Дебит, м ³ /сут	Объём добычи, тыс. м ³	Кол-во скважин в работе	Работа скважин, скв/сут	Уплот. Дебит, м ³ /сут
------	-----------------------------------	-------------------------	-------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-------------------------	-------------------------	-----------------------------------

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Томская область				Тюменская область			
1982	164,0	-	-	-	-			
1983	248,0	-	-	-	-			
1984	954,0	-	-	-	-			
1985	2117,0	-	-	-	-			
1986	3736,0	-	-	-	-			
1987	4710,8	-	-	-	-			
1988	5786,8	-	-	-	-			
1989	6086,9	-	-	-	-			
1990	5386,7	-	-	-	1450,9			
1991	4359,8	-	-	-	1527,4			
1992	3474,1	-	-	-	1610,9			
1993	2828,8	-	-	-	1190,4			
1994	2184,7	-	-	-	1239,7			
1995	2297,8	-	-	-	1272,6			
1996	1716,6	-	-	-	1027,1			
1997	1659,8	-	-	-	688,2			
1998	1634,4	-	-	-	816,8			
1999	1485,1	-	-	-	680,8			
2000	1791,4	5	-	-	950,6	3		
2001	1506,5	5	-	-	1105,3	2		
2002	707,1	4	1405,5	503,1	758,6	3	990	766,3
2003	963,5	4	1193	807,6	698,8	3	772	905,2
2004	499,7	4	1037,5	481,6	367,2	4	748	496,3
2005	599,7	4	1184,0	506,5	847,0	5	1299,5	651,8
2006	905,6	4	1247	726,3	692,2	3	688,5	1005,3
2007	516,6	4	1053,0	490,6	800,1	2	505	1584,3
2008	366,0	5	975,6	375,2	532,4	2	393,8	1352,0
2009	468,1	5	1209,0	387,0	200,0	2	181,0	1105,0
Всего	59155,5				18457,0			
Итого по месторождению - 77612,5 тыс. м³								

Суммарное значение уплотненного дебита по скважинам равно 2791,3 м³/сут, что практически соответствует величине заявленной потребности в подземных водах (2800 м³/сут).

Сведения о положении уровня подземных вод по результатам мониторинга с использованием уровнемера-динамографа СУДОС приведены в приложении Ж.

При небольших глубинах залегания пьезометрической поверхности (до 100 м) достоверность замеров низкая и не обеспечивает необходимую точность для решения задач, поставленных в данной работе. Нередки случаи, когда статический уровень фиксируется ниже динамического уровня.

Таким образом, приведенные данные по положению уровенной поверхности подземных вод противоречивые и не позволяют однозначно оценить существующую гидродинамическую обстановку на месторождении.

Тем не менее, определенные сведения по положению пьезометрической поверхности подземных вод, заключенных в отложениях апт-сеноманского возраста, были получены и данные приведены в приложение К.

Анализируя полученные данные, с определенной долей достоверности можно говорить о положении статического уровня подземных вод в северной части месторождения. Здесь скважины куста 5 были выведены из эксплуатации с 2006 г., скважины куста 4 в 2009 году работали непродолжительное время, а скважина № 847 находилась в резерве с 2008 г. Статический уровень подземных вод на этой территории отмечается на глубине 18,2-22,2 м, уровень подземных вод в центральной и южной части месторождения зафиксирован на глубине 16,7-23,1 м от поверхности земли.

Динамический уровень подземных вод в работающих скважинах отмечался на глубине 23,9-52,0 м.

При величине гидростатического напора, равного нескольким сотням метров (порядка 800 м), и допустимом понижении порядка 300 м, ошибка в положении как статического, так и динамического уровня подземных вод на несколько метров не приведет к существенному изменению гидродинамической модели месторождения и не повлияет на расчет запасов подземных вод. [6]

Глава 2. Расчёт термодинамического равновесия взаимодействия вода-порода при эксплуатации нефтяных месторождений

Глава 3. Менеджмент солеотложения на территории западной Сибири (Роснефть)

3.1. Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть».

В процессе эксплуатации месторождений характерные признаки

добываемых флюидов видоизменяются, это обуславливает индивидуальный подход к решению проблем как в нефтепромысле, так и в управлении солеотложением.

Химический состав отложений в Западной Сибири представлен карбонатом кальция (кальцитом), а также сульфатами и другими солями. Отложение солей является причиной заклинивания вала насоса, а также блокирования рабочих органов насоса. Большие осложнения вызывают отложения на теле корпуса ПЭД, и внутренней поверхности НКТ.

Источником отложений может служить падение забойного давления, а это ведет к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в том числе и из воды. Это вызывает падение содержания угольной кислоты в смеси ионов, содержащихся в воде, а также увеличение кислотного показателя. В следствие, выпадает кальцит. А также при взаимодействии с нагретым погружным оборудованием добываемый флюид нагревается, и это приводит к осаждению карбоната кальция. [7]

3.2 Управление солеотложением в масштабах месторождения

На месторождениях «Роснефти» менеджмент солеотложениями делится на два «этапа».

К первому «Оперативному этапу» принадлежат вопросы реагирования, принятия решений по эксплуатируемым месторождениям с злободневной проблемой отложений. В самом начале на месторождении надо ознакомиться с химическим составом закачиваемой и пластовой воды. Далее прослеживается воздействие изменений содержания ионов кальция, магния и других ионов на отложения, а также реакция породы. После этого рассчитываем потенциал солеотложения, прогнозируем при помощи различных инструментов моделирования.

Далее подбираем ингибитор солеотложения, определяем его минимальную рабочую концентрацию. Также выбираем неингибиторные способы предотвращения солеотложения — извлечение ионов из

закачиваемой или добываемой воды, обследование подтоварных и закачиваемых вод.

Второй этап называется «проектным». Проектный этап — это предсказывание и учет солеотложений на эксплуатируемых месторождениях. Здесь просчитывается вероятность прорыва воды во временном интервале, профиль закачек воды, добыча нефти и скорость отбора воды или флюидов. Также имитируется процесс солеотложения и методы борьбы с ними. Все данные учитываются при прогнозировании экономической оценки выбранных методов и ингибиторов солеотложений. (лист 4) [7]

3.3 Прогнозирование

Борьба с отложениями начинается с оценки этих неорганических отложений.

Существуют системы в программах, направленные на моделирование солеотложений при спуске установки в скважину, с учетом, характеристик добываемых флюидов.

В качестве примера можно взять Приобское месторождение.

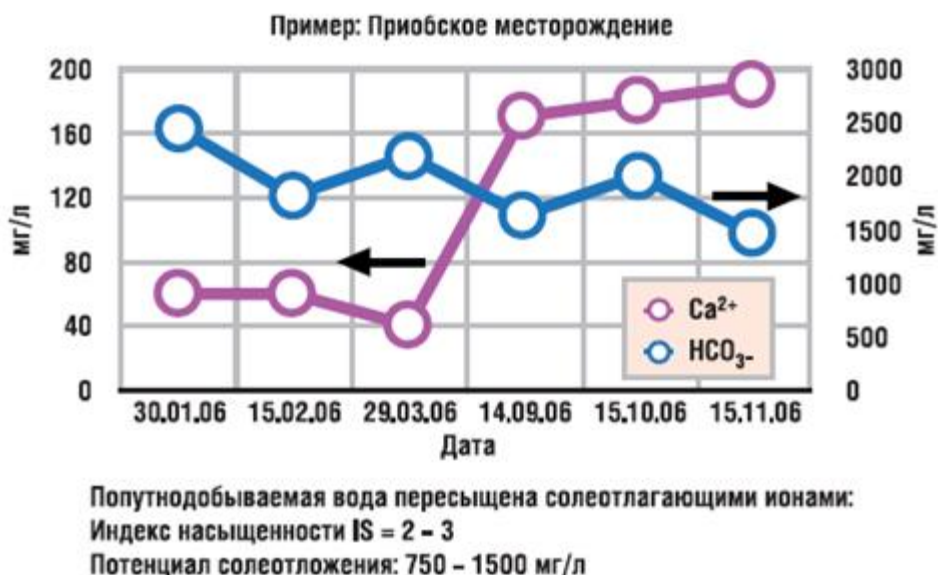


Рис. 2. Состав вод. Изменение содержания ионов кальция и его критическое состояние [7].

Если концентрация гидрокарбонат-иона в попутно-добываемых

водах с течением времени фактически не меняется, то концентрация иона кальция, наоборот, сильно меняется. Изменение содержания ионов кальция связано со многими причинами, но, прежде всего, с интенсификацией добычи нефти и использованием тяжелых растворов глушения.

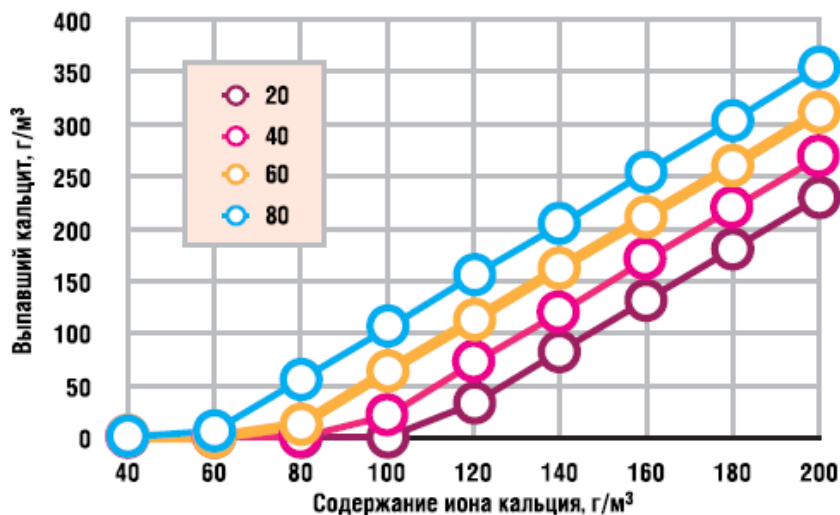


Рис.3. Прогноз динамики выпадения кальцита [7].

На данном графике представлен прогноз динамики выпадения кальцита в зависимости от содержания ионов кальция при прочих равных условиях (остальной ионный состав) — то есть исследуется одна и та же модельная вода (в данном случае Приобского месторождения) при одинаковых термобарических условиях. При увеличении концентрации ионов кальция значение выпадения кальцитов увеличивается.

Все скважины солеотлагающего фонда «Юганскнефтегаза» были разбиты на группы по обводненности. И в каждом секторе по обводненности количество скважин было поделено на количество скважин из общего фонда, находящихся в этом же диапазоне обводненности. Получили следующий результат — отношение количества соляных скважин к общему количеству скважин, в зависимости от обводненности проходит через два максимума — в районе 15% и 75% обводненности. С учетом этого распределения обводненности, точнее, соляных скважин по обводненности, а также будущих условий разработки месторождений, которые также известны (они прогнозируются геологическими службами), получили

распределение количества соляных скважин на приоритетных месторождениях «Юганскнефтегаза».

При помощи моделирования проведен анализ стабильности всех вод, закачиваемых по системе ППД на всех КНС Приобского месторождения. Были сформулированы рекомендации, как можно стабилизировать воды КНС, даны нижние и верхние пределы каждого из агентов в смеси закачиваемой воды.

Каждое прогнозирование и моделирование приводит к определению индекса насыщения солеобразующих ионов в воде. Это число отражает опасность солеотложения.

Для иллюстрации итогов прогнозирования по Приобскому месторождению построена трехмерная диаграмма, на которой по оси Y отмечается уровень опасности солеотложения. Этот уровень прямо пропорционален индексу насыщения, который зависит от двух параметров — это забойного давления и содержания ионов кальция.

Диаграмма служит инструментом прогнозирования солеотложений, но и иллюстрацией реального положения дел на месторождении. В реальности содержание ионов кальция в попутно добываемой воде часто бывает больше, чем 120 мг/литр. (Приложение Л) [7]

Глава 4. Организация менеджмента солеотложением

4.1. Состояние структуры управления солеотложением

Крупные нефтяные компании чтобы уменьшить риск солеотложений на месторождениях вводят комплекс организационных и технологических мероприятий, направленных на устранение образования негативных результатов данного явления.

Первомайское месторождение по минерализации сопоставимо с Приобским месторождением. По химическому составу подземные воды Первомайского месторождения водоносного комплекса апт-сеноманских отложений относятся к хлоридным натриевым с минерализацией 15,6-25,7 г/л. [8]

Наиболее эффективно структура управления солеотложением применяется на Приобском месторождении. Попутно-добываемые воды Приобского месторождения исконно числились в категории солоноватых вод с минерализацией 5,1-9,1 г/дм³ [9]. По классификации Сулина В.А. они принадлежат к гидрокарбонатно- натриевому типу и содержали в 2001 г. в начале разработки данного месторождения концентрацию ионов кальция 10-36 мг/дм³. Использование в этот период времени для заводнения месторождения воды сеноманского водоносного комплекса привело к постепенному увеличению содержания ионов кальция в попутно-добываемой воде до 70-80 мг/дм³. Увеличение жесткости воды привело к проблемам с отложением на погружных скважинных насосах и использование технологии регулярного дозирования ингибиторов в затрубное пространство скважины наземными дозирующими установками для предупреждения солеотложения и защиты УЭЦН [10].

Последующая разработка месторождения сопровождалась интенсификацией нефтедобычи, которая связана со снижением забойных давлений в добывающих скважинах, ростом объемов закачки подтоварной и смешанных вод в систему ППД. Рост пластовых давлений вызывает потребность все более широкого использования при проведении ремонтных работ на скважинах тяжелых кальцийсодержащих растворов глушения.

Увеличение использования на Приобском месторождении тяжелых кальцийсодержащих растворов глушения при проведении ремонтных работ на скважинах в 2006— 2008 гг. привело к резкому увеличению концентрации иона кальция в попутно-добываемой воде, что интенсифицировало процессы неорганических отложений в скважинном и наземном нефтепромысловом оборудовании (приложение М, Н)

Расчет выпадения кальцита выполнен по Программе PVTsim 13 с учетом существующих в системе равновесий по CO₂ между тремя

фазами, фактического содержания солеобразующих ионов кальция и гидрокарбоната в попутно-добываемой и подтоварной водах месторождения для усредненных термобарических условий эксплуатации оборудования (приложение П).

Рассмотренные результаты расчета для обычной скважины и скважины, которая подвержена глушению тяжелым кальций содержащим раствором, указывают на усиленное отложение на скважине после проведения процесса глушения. При поглощении тяжелого раствора глушения нефтяным пластом неорганические отложения начинаются с зоны поглощения с постепенным уменьшением интенсивности к забою скважины и глубинно-насосному оборудованию (ГНО). Эти же процессы свойственна скважине, которая не подверглась глушению тяжелым раствором. Но насыщенность солевых выпадения на этой скважине в 5,0–14,2 раза ниже, чем после глушения тяжелым раствором.

Высокая перенасыщенность солеобразующими ионами попутно-добываемой воды в скважинах после глушения тяжелыми растворами является причиной резкого снижения эффективности защиты глубинно-насосного оборудования от отложения при использовании технологии регулярного дозирования ингибитора в скважину через затрубное пространство. Прибытие ингибитора на прием УЭЦН не может предотвращать солеотложение массы кальцита, которое образовалось в призабойной зоне и на забое скважины. Для защиты от солеотложения таких скважин успешно опробована и введена в производственную практику технология задавок ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта.

Вынос кальцийсодержащих растворов глушения в наземные коммуникации и их смешение с гидрокарбонатно-натриевой попутно-добываемой водой благоприятствует увеличению проблем отложения в наземном нефтепромысловом оборудовании. Особенно интенсивно солевые выпадения происходят при разгазировании потока флюида в

оборудовании ДНС и ППН. На ППН нагрев скважинных флюидов в печах для улучшения процессов деэмульсации также благоприятен для солевываждения кальцита.

На практике интенсивное солеотложение кальцита фиксировано на жаровых трубах печей нагрева, водоводах сброса подтоварной воды с аппаратов УПН и УПСВ, в резервуарах сбора подтоварной воды очистных сооружений. Умеренное осаждение кальцита отмечается также на насосах ЦНС КНС, которые закачивают подтоварную воду в систему ППД месторождения.

Интенсивное развитие процессов солеотложения кальцита вызывает разработку технологическими службами ООО «РН-Юганскнефтегаз» Программы мероприятий по сокращению содержания иона кальция в попутно-добываемой воде. Программа включает в себя приведенный ниже комплекс мероприятий, направленных на снижение риска солеотложения кальцита в процессе нефтедобычи.

1. Разработка и внедрение технологии контроля поглощения при глушении скважин кальциевыми растворами. В 2008 году в ООО «РН-Юганскнефтегаз» прошел эксперимент с двумя технологиями контроля сорбции с использованием блокирующих составов для глушения (БСГ) одно- и многопластовых скважин с гидроразрывом пласта (проппантные ГРП) компании «M-I SWA- CO» (система «DiPro») и БСГ собственной разработки («RN-Well Control Technology», «RN-WCT», разработка ООО «РН-УфаНИПИнефть»).

Контроль сорбции в БСГ свершен путем применения стабилизированных суспензий шунтирующих частиц микрокальцита, фракционный состав которых индивидуально выбранный к марке и размеру проппанта при помощи известного алгоритма [11]. Технология приготовления БСГ предоставляет возможность эффективно контролировать поглощение всех известных солевых растворов глушения в диапазоне плотности от 1,0 до 1,5 г/см³, пластовой температуре до 120°C

и репрессиях до 170 атм [12].

2. Применение комбинированных растворов глушения. В диапазоне плотности $1,19 \div 1,22$ г/см³ выбрана область гомогенности (однородности) смеси растворов галита и хлористого кальция. Это позволило без технического перевооружения РУС и финансовых затрат создать технологию приготовления комбинированных растворов и отгружать растворы в указанном выше диапазоне плотности в среднем на 1565 руб./м³ дешевле, чем по ранее применявшейся технологии приготовления. Уменьшение расхода хлористого кальция за 6 месяцев 2009 года составило 3903 тонны. Прогноз уменьшения потребления солей на 2009 г. — 7806 т/год или 2812 т/год в пересчете на ионы кальция.

3. Создание бескальциевых жидкостей глушения — наиболее перспективное решение для уменьшения солевой насыщенности попутно-добываемой воды. В этой области ведутся поисковые работы по двум направлениям:

✓ суспензионные системы плотностью до 1,35 г/см³ (замена хлористому кальцию) на основе самого дешевого и доступного бескальцевого сырья — природного галита. Расчетная стоимость этих суспензионных систем не более 7000 руб./м³. Потенциал использования бескальцевых материалов плотностью до 1,35 г/см³ в ООО «РН-Юганскнефтегаз» — не менее 135 000 м³/год. Потенциал уменьшения использования солей кальция — около 64,5 тыс.т/год (или в пересчете на ионы кальция 23,3 тыс.т/год).

✓ бескальцевые растворы на основе солей калия и натрия плотностью до 1,48 г/см³ (замена растворам на основе нитрата кальция). созданные в настоящее время образцы бескальцевых растворов для проведения ОПИ плотностью до 1,42 г/см³ имеют потенциал внедрения около 20 000 м³/год, что эквивалентно снижению расходов солей кальция на 14 670 т/год (или в пересчете на ионы кальция 3800 т/год).

4. Применение пресной воды для нагнетания в систему ППД на Приобском месторождении реализуется путем дополнительного забора речной воды для заводнения. Мероприятие позволяет вывести из оборота 2664 т/год ионов кальция.

5. Внедрение клапанов-отсекателей для проведения ПРС без глушения предусматривает установку в 2009 году 50 единиц глубинного оборудования трех производителей на добывающих скважинах. Ограничения при подборе фонда связаны с выбором не осложненных скважин-кандидатов без пескопроявлений, выноса механических примесей и солеотложений. Потенциал сокращения расхода солей кальция на 50 ПРС составляет около 2080 т или 750 т в пересчете на ионы кальция.

6. Восстановление кальциевых растворов после завершения ПРС и спуска ЭЦН внедрена в практику в 2008 году. В настоящее время силами трех звеньев спецтехники осуществляется сбор растворов глушения, доставка и регенерация на стационарной установке на территории РУС Приобского месторождения. Объем растворов, собираемых на регенерацию, составляет 2300 м³/мес.(15% от расхода). Потенциал этой технологии в части сокращения потребления солей кальция с учетом потерь при сборе и восстановлении составляет 6840 т/год или в пересчете на ионы кальция 2484 т/год.

7. Регулирование ионного состава входящих потоков воды на ЦППН необходимо для того, чтобы уменьшить коэффициент перенасыщения попутно-добываемых вод путем управления равновесием химической реакции выпадения кальцита. Процесс осуществляется изменением кислотности входящего потока за счет дозировки расчетного количества соляной кислоты и ингибиторов солеотложений. Результат — повышение устойчивости потоков жидкости, которые проходят через ЦППН к отложению солей в наземных аппаратах и трубопроводах.

8. Масштабное ингибирование солеотложения в добывающих скважинах, системе нефтесбора и ППН.

В конце 2008 г. 140 осложненных солеотложением скважин оборудованы УДЭ. Ежемесячно в них дозируется более 36 т ингибитора солеотложения. Тем не менее, на 30 осложненных скважинах после установки УДЭ были зафиксированы солевые отказы.

Для увеличения эффективности ингибиторной защиты в 2006–2007 гг. опробована технология задавливания ингибитора солеотложения в ПЗП скважины. Апробированы импортные (ингибиторы SCW 85370, SCW 82697, производство Baker Petrolite) и отечественные (ингибиторы Ипроден С-1, Акватек 511М, ОЭДФ К) ингибирующие составы. Увеличение средней наработки на отказ погружного насосного оборудования в добывающих скважинах после задавливания ингибирующих составов составило более чем 9 раз.

Опробованы технологии большеобъемных задавок ингибиторов солеотложения, рассчитанные на защиту скважинного оборудования от солеотложения не менее чем на один год, и малообъемных задавок, целью которых является защита скважины от отложения на период вывода на режим после ПРС и проведения глушения, в том числе, и тяжелыми кальцийсодержащими растворами. Из проведенных 505 малообъемных задавок 424 операции признаны успешными. Общий экономический эффект от минизадавок на месторождении составил 221,7 млн рублей или около 0,44 млн рублей на одну обработанную скважину.

Проводятся опытно-промысловые испытания по дозированию ингибиторов солеотложения на кустах месторождения до мест смешивания потоков кальцийсодержащих растворов глушения со скважин ЧРФ с гидрокарбонатно-натриевой попутно-добываемой водой.

Основная цель испытаний — определение ингибитора солеотложения и его оптимальной дозировки, которая обеспечит эффективное ингибирование солеотложения при сохранении высокой противокоррозионной активности системы совместно с применяемым ингибитором коррозии.

Ведутся работы по испытанию новых капсулированных форм ингибиторов солеотложений (разработчик ONDEO Nalco) и технологии ингибирования солеотложений ScaleFrac и ScalePrope при операциях ГРП (разработка Schlumberger).

9. Создание эффективных составов и технологий для удаления солеотложения в скважинном и наземном нефтепромысловом оборудовании.

Для ликвидации прихвата ПЭДа УЭЦН в скважинах успешно испытаны новые удалители солеотложения на основе фосфорной кислоты (СПК-350, Ипроден КК).

Проведенные обработки водоводов ППН от отложившегося кальцита методом циркуляции солянокислотных составов позволили полностью очистить от солеотложения протяженные участки трубопроводной сети.

Таким образом, внедрение в 2008-2009 гг. описанных выше технологий и новых реагентов позволило управлять солевой насыщенностью добываемой жидкости и обеспечить потенциал вывода из оборота солей кальция до 35% в год.

4.2 Структура управления солеотложением

Организационная структура-это способ управления деятельностью людей, которые объединены одной целью, направленной на достижение какого-либо конечного результата. Целью создания структуры является рациональное распределение обязанностей и управление деятельностью членов данной структуры для того, чтобы достигать поставленных целей. Необходимо правильно разделить труд и специализации всех сотрудников, для извлечения наибольшей выгоды компании.

На листе 4 показана схема, которая наглядно показывает организационную структуру управления солеотложением. Согласно этой схеме так должны быть структурированы отделы управления неорганических отложений в крупных нефтяных компаниях, для увеличения эффективности

предупреждения, а также методов борьбы с солеотложением. Данная проблема является злободневной и ее необходимо своевременно решать, не дожидаясь катастрофических осложнений.

В целом организационная структура предусматривает работы по исследованию геологических условий под руководством главного геолога. Вопросы, связанные с организацией ремонтно-механических, энергетических и энергоснабжения под руководством главного инженера. Производственные вопросы, включающие в себя производственно-технический отдел, производственно-диспетчерскую службу, цех по добыче газа и конденсата и цех по подготовке и перекачке конденсата и нефти находятся под руководством зам. начальника по производству. Зам. начальника по общим вопросам занимается административно-хозяйственной отраслью, отделом кадров, трудовых отношений и социального развития, отдел материально-технического снабжения и технического обеспечения.

Данная схема рекомендована к внедрению в нефтяные компании с целью эффективного управления, предотвращения, а также борьбы с солеотложениями. [8]

Глава 5. Методы борьбы с солеотложениями.

5.1. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании.

Процесс солеотложения непосредственно связан со значительным перенасыщением водной среды трудно растворимыми солями за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температура, давление, выделения газа, концентрация осадкообразующих ионов и т.д.). [13]

Предотвращение солеотложения в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как негативным явлением. Исходя из экономической целесообразности в

зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением. [13]

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, недеструктивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта, а также эффективными в плане предотвращения повторного осаждения. При интенсификации пласта часто используют растворители с тем, чтоб предотвратить падение добычи. Лучшие методы по удалению солевых осадков зависят от знания типа, количества и физического состава, и структуры осадка. Малый выбор методов очистки может действительно способствовать быстрому возобновлению солеосаждения.

Для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании применяют технологические, физические и химические способы. [14]

Методы предупреждения солеотложений



Рис.4. Методы предупреждения солеотложений [15]

Физические методы.

1) Магнитная обработка. Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются виде твердых

отложений, выносятся как мелкодисперсные кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам — невозможность применения при солеобразовании в ПЗП. Также метод не предотвращает образование солей. Из российских производителей отмечу фирму «Нефтегазтехнология», которая производит системный активатор NBF-1А. Есть статистика самого производителя по 4 скважинам в «РН-Пурнефтегазе», где наработка увеличилась практически в 2 раза — со 146 до 280 суток.

2) Акустический метод. Специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности. К недостаткам можно отнести сложность конструкции. Кроме того, метод не предотвращает образование солей, а переносит образование солей в продукцию. Результаты и в этом случае также неоднозначны. По материалам зарубежной печати есть информация, что испытания прототипов установки показали эффективность работы генератора высокочастотных колебаний в стволе испытываемых скважин. [15]

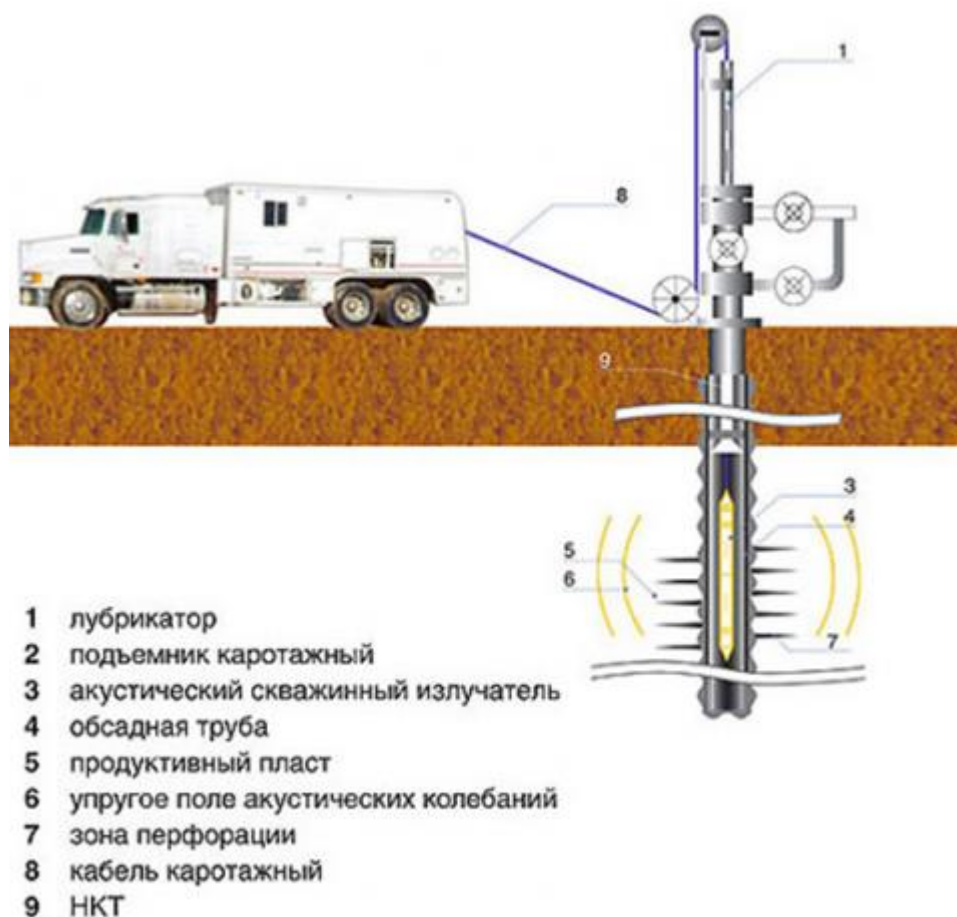


Рис.5. Акустический метод [16]

Технологические методы.

1) Защитные покрытия - использование покрытий рабочих поверхностей, контактирующих с солевыми растворами, веществами, имеющими малую адгезию к солям: стекло, эмаль лаки, полимер и пластики

2) Подбор и подготовка рабочего агента для ППД- Агент подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион

3) Изменение тех. режимов работы скважины и насосного оборудования- Изменение забойного давления путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска. При этом изменяются термобарические условия

4) Ограничение водопритока к скважине- Капитальный ремонт скважин в случае поступления воды вследствие не герметичности эксплуатационной колонны и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте

5) Турбулизация потоков-сокращение сроков пребывания в скважине перенасыщенных растворов за счёт увеличения скоростей восходящих потоков жидкости ухудшает условия для кристаллизации солей, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и их прилипанию к поверхности оборудования

Химические методы.

Метод основан на применении ингибиторов, которые по типу действия делятся на хелаты, кристаллоразрушающие и порогового действия. Применяется целый ряд способов подачи ингибиторов солеотложений, в том числе, в зависимости от объекта. Если мы говорим о доставке реагента в пласт, то применяются следующие основные способы:

1. Задавка ингибитора в пласт по технологии Squeeze.

Реагент поставляется в виде жидкой, готовой к применению товарной формы и вводится в растворы глушения перед закачкой с дозировкой в зависимости от плотности раствора глушения и минерализации попутно-добываемых вод.

Преимущества этого метода — Реагент экономичен; Коррозионно неагрессивен; не оказывает отрицательного влияния на подготовку нефти; термостабилен и сохраняет все свои технологические свойства при воздействии температур до 160 С. Достаточно широко эта технология применяется в BP, Chevron Texaco, Dynea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro (приложение Р).

2. Задавка по технологии ScalMAT — это совмещение кислотной обработки с введением ингибитора

Преимущества - позволяет снизить риск кольматации ПЗП неорганическими солями в процессе задавки реагента в пласт

Риски: возможно образование осадков, затрудняющих фильтрацию раствора ингибитора солеотложения в пласт при его контакте с пластовой водой и применяемым тяжелым раствором глушения. Кроме того, есть вероятность создания «водной блокады» при освоении скважины после проведения большеобъемных задавок водных растворов, что увеличивает сроки вывода скважины на режим и приводит к потерям нефти (приложение С).

3. Следующий метод — это введение ингибитора с жидкостью разрыва при ГРП. Преимущества данного метода — защита обширной области ПЗП, высокая продолжительность эффекта. Дальнейшая эксплуатация скважин не требует специального оборудования при сокращении времени на КРС. Недостаток этого метода — повышенные требования к совместимости ингибитора с агентом ГРП и значительные затраты на ингибиторы. Применяется также и метод введения ингибитора с проппантом (приложение Т). [15]

5.2. Эффективный метод предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей.

К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования. [16]

Наиболее удовлетворительной теорией, объясняющей механизм ингибирования кристаллической фазы из пересыщенных растворов, является теория адсорбционного ингибирования за счет вхождения молекул комплексонов в кристаллическую решетку осаждающихся солей. Причем адсорбции ингибиторов предшествует стадия их комплексообразования с ионами металлов кристаллизующейся соли. Вследствие этого индукционный период кристаллизации солей возрастает

в результате снятия пересыщения соляных растворов солей и замедления роста кристаллов [15].

Ингибиторы солеотложения не являются универсальными, каждый из них предотвращает отложение только определенной группы солей. Ориентировочные эффективные дозы ингибиторов проводятся в технических условиях их применения. Однако практика показывает, что эффективность рекомендованных дозировок ингибиторов солеотложения для условий конкретной скважины должна быть проверена лабораторными исследованиями с учетом минерализации пластовых вод и гидрохимической обстановки пласта. В лабораторных условиях также необходимо определить совместимость ингибитора с водой, на которой планируется готовить раствор ингибитора для обработки призабойной зоны пласта.

Ингибиторы солеотложения различаются по механизму их действия. Хелаты — вещества, способные адсорбироваться на активных центрах микроразветвлений солей, предотвращая образование кристаллов в пересыщенном растворе. «Пороговый эффект» ингибиторов заключается в реализации механизма блокирования центров кристаллизации, и высокоэффективного диспергирования. Действие кристаллообразующих типов ингибиторов основано на искривлении поверхности кристаллов.

Большинство ингибиторов не остается активными в пласте в течение длительного времени. Поэтому эффективным и экономически целесообразным является применение ингибиторов порогового действия. [16]

В качестве ингибиторов солеотложения могут выступать органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, неиногенные полифосфаты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот и др. [17].

Для ингибирования солеотложения в процессе нефтедобычи применяют в основном следующие технологии:

- непрерывная подача ингибитора солеотложения в межтрубное пространство скважин с использованием дозирующих устройств;
- периодическое дозирование ингибитора в межтрубное пространство скважины;
- закачка ингибитора солеотложения в ПЗП для его последующего пролонгированного выноса в ствол скважины;
- введение в закачиваемую для ППД воду.

Менее эффективны приемы периодического дозирования ингибитора в межтрубное пространство скважин и дозированная подача ингибиторов в пласт через систему ППД вследствие их значительных адсорбционных потерь.

Наибольшее предпочтение отдается технологии задавливания ингибитора в ПЗП при проведении КРС, так как ингибитор солеотложения выносится из ПЗП значительное время и работает как в самой ПЗП, так и во внутрискважинном оборудовании, в НКТ, а также в системе сбора, транспорта и подготовки нефти. Все зависит от качества ингибиторов солеотложения.

Одними из основных требований, которые должны предъявляться к ингибиторам солеотложения, являются его адсорбционно-десорбционные свойства. Известно, что нефтегазоносные породы обладают различной смачиваемостью и разной сорбционной способностью.

Таким образом, выбор эффективного реагента для обработки скважины должен быть основан не только на его ингибирующей способности, но также должна учитываться его адсорбционно-десорбционная характеристика, от которой зависит эффективность и длительность действия ингибитора солеотложения. [16]

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2В21	Самушева Аделе Андреевна

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Природообустройство и водопользование

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНОР 93, вып. 1, ч. 3 ССН 92, вып. 7 ССН 93, вып. 1, ч. 3
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ затрат времени на производство полевых и лабораторных работ для мониторинга солеотложения на Первомайском нефтяном месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет стоимости проведения полевых и лабораторных работ для мониторинга солеотложения на Первомайском нефтяном месторождении
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет общей сметы проведения полевых и лабораторных работ для мониторинга солеотложения на Первомайском нефтяном месторождении

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель Кафедры ЭПР	Кочеткова О.П.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2В21	Самушева Аделе Андреевна		

Задача эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения являлись достаточно важными и актуальными для всех хозяйственных деятельности.

Основные задачи работ:

- Анализ химического состав природных вод исследуемой зоны.
- Оценка эколого-геохимического состояния природных вод района.
- Систематизация полученной информации.

В период 1990-1991 гг. было опробовано 24 нефтяные скважины. Отбор проб производился в октябре-ноябре.

Виды и объемы проектируемых работ

Таблица 3

Виды и объемы проектируемых работ

№ п/п	Виды работ	Объем		Условия производства работ	Вид оборудование
		Ед.из м.	Кол-во		
1	<i>Гидрогеохимическое работы по отдельным водопунктам (с отбором проб воды для анализа в стационарной лаборатории):</i>				
1.2	подземные воды	шт.	26	Отбор проб воды из скважин	Стерилизованные стеклянные бутылки
2	<i>Лабораторные исследования</i>				
2.1	химический анализ воды	шт.	26	Анализ в лаборатории	Лабораторное оборудование
3	<i>Камеральная обработка</i>				
3.1	полевая камеральная Обработка	%	100	Ручная работа	Бумага, ручка, карандаш
3.2	камеральная обработка материалов с использованием ЭВМ	%	100	Компьютерная обработка материала	Компьютер

1. Затраты времени и цены на проведение многокомпонентного анализа состава вод

Набор компонентов и показателей, характеризующих качество вод, определяется исходя из опыта ранее выполненных работ, а также общих геохимических предпосылок, учитывающих гидрогеохимическую и металлогеническую специфику района исследований.

В стационарных условиях выполняются общий химический и санитарный анализы, анализ микрокомпонентного состава. Перечень определяемых

показателей сформирован на основе СанПиН 2.1.4.1175-02 и СанПиН 2.1.4.1074-01.

Таблица 4

Затраты времени и цены на проведение многокомпонентного анализа состава вод

№ п/п	Виды анализа	Ед-ца измерения	Стоимость работ,руб	НДС (18%)	Итого,руб
1	Плотность	проба	182	32,76	214,76
2	Водородный показатель (рН)	проба	211	37,98	248,98
3	Хлор-ион (Cl ⁻)	проба	366	65,88	339
4	Гидрокарбонат-ион (HCO ₃ ⁻)	проба	324	58,32	382,32
5	Сульфаты SO ₄	проба	322	57,96	379,96
6	Карбонат-ион (CO ₃)	проба	117	21,06	138,06
7	Кальций	проба	234	42,12	276,12
8	Магний (Mg)	проба	234	42,12	276,12
9	Калий (K)	проба	380	68,4	448,4
10	Натрий (Na)	проба	352	63,36	252
11	Минерализация	проба	100	18	118
12	Аммоний NH ₄	проба	168	30,24	198,24
13	Нитраты NO ₃	проба	320	57,6	377,6
14	Нитриты NO ₂	проба	174	31,32	205,32
15	Железо Fe	проба	445	80,1	525,1
16	Марганец Mn	проба	280	50,4	330,4
17	Кремний Si	проба	254	45,72	299,72
18	Бор	проба	322	57,96	379,96
19	Йод	проба	306	55,08	361,08
20	Бром		420	75,6	594,6
21	Фтор	проба	296	53,28	349,28
22	Стронций	проба	422	75,96	497,96
23	Литий		436	78,48	514,48
24	Рубидий	проба	450	81	531
25	Цезий	проба	450	81	531

№ п/п	Виды анализа	Ед-ца измерения	Стоимость работ,руб	НДС (18%)	Итого,руб
26	Оформление результатов	Проба	375	67,5	442,5
27	Подготовка хим.посуды	Проба	292	52,56	344,56
28	Фильтрация проб	Проба	238	42,84	280,84
29	Заключение по результатам анализа	проба	1000	180	1180
30	Итого		9470	1704,6	11017,36

2. Затраты времени на производство работ

Расчет затрат времени производится по формуле (4):

$$N = Q * H_{\text{ВР}} * K, \quad (4)$$

где N - затраты времени, (чел\см);

Q - объем работ, (проба);

H_{ВР} – норма выработки (час);

K - коэффициент за ненормализованные условия (0,83).

Затраты времени на производство работ представлены в таблице 5.

Таблица 5

Расчет затрат времени на производство работ

№ п/п	Виды работ	Объем работ		Норма длительности	Коэф.т	Нормативный документ ССН 92	Итого N чел./ смена
		Ед.изм	Кол- во				
1	Гидрогеохимическое работы по отдельным водопунктам (с отбором проб воды для анализа в стационарной лаборатории)						
1.1	подземные воды	шт.	26	0,062	0,83	вып.1, часть 3, табл. 22	1,34
2.	Лабораторные исследования						
2.1	химический анализ воды	шт.	26	7,2	1	вып. 7А, табл. 2	187,2
3	Камеральная обработка						
3.1	полевая камеральная обработка материалов	шт.	26	0,0026	0,83	вып.1, часть 3, табл. 41	0,056

№ п/п	Виды работ	Объем работ		Норма длительности	Коэф.т	Нормативный документ ССН 92	Итого N чел./ смена
		Ед.изм	Кол- во				
3.2	камеральная обработка материалов с использованием ЭВМ	шт.	26	0,0221	1	вып.1, часть 3, табл. 56	0,58
Итого:							189,18

3. Расчет затрат труд по лаборатории

Затраты труда по лаборатории химического анализа вод представлен в таблице 6.

Таблица 6

Затрат труда по лаборатории химического анализа вод

N п/п	Наименование должностей и профессий	Количество человек на лабораторию (6 бригад)	Значение нормы, человеко- месяц
1	Начальник лаборатории	1	0,03
2	Инженер-гидрохимик I категории	4	0,10
3	Инженер-гидрохимик II категории	3	0,10
	Итого	8	1,0

4. Расчет расходов материалов на проведение полевых геохимических работ

В соответствии со справочником сметных норм на геологоразведочные работы ССН выпуск 1 часть 3 перечисляем наименование материалов необходимых для проведения работ. Данные заносим в таблицу 7.

Таблица 7

Расчет расходов материалов на проведение полевых геохимических работ

Наименование и характеристика изделия	Ед.	Кол-во проб	Цена, руб.	Норма расхода	Сумма, руб.
Все полевые геохимические работы					
Бумага	кг	26	50	1,5	75
Карандаш простой	шт.	26	8,68	5	43,4
Ручка шариковая	шт.	26	35	2	70
Гидрогеохимические работы					
Бутылка	компл.		20		20000

стеклянная 0,5-1,0 литр с пробкой		26		1000	
Контейнер для проб	шт.	26	200	50	10000
Итого:					30 188,4

Таблица 8.

Расчет затрат на ГСМ

№ п/п	Наименование автотранспортного средства	Количество	Стоимость за 1л (р).
1	Бензин	20 км	35,95
Итого:			719

5. Расчет стоимости лабораторных работ

Калькуляция стоимости приведена по производственным документам.
Стоимость лабораторных работ заносим в таблицу 9.

Таблицу 9

Расчёт стоимости подрядных работ

Вида работ	Объем		Стоимость, руб.	Итого
	Ед. измерения	Кол-во		
Полный анализ воды с определением микрокомпонентов с минерализацией менее 5 г/л	проба	26	3 514,05	91 365,3

6. Расчет оплаты труда административно-управленческого персонала

Таблица 10

Сметно-финансовый расчет на выполнение проектно-сметных работ

№	Статьи основных расходов	Коэф-т загрузки	Оклад за месяц	Районный коэффициент	Итого руб./месяц
1	Начальник лаборатории	1,2	55 000	1,3	85 800
2	Гидрогеолог	1	40 000	1,3	52 000

3	Инженер-гидрохимик I категории	0,7	25 000	1,3	22 750
4	Инженер-гидрохимик II категории	0,7	22 000	1,3	20 020
5	Итого в месяц				180 570
6	ДЗП (7,9%)				8 893,82
7	Итого: ФЗП				121 473,82
8	Страховые взносы (30% от ФЗП)				36 442,15
9	ФОТ				157 915,97
10	Материалы (5% от ЗП)				7 895,80
11	Амортизация (2% от ЗП)				3 158,32
12	Резерв (3% от ЗП)				4 737,48
Итого за месяц					701 657,36
итого за 13 месяцев					9 121 546

Общий расчет сметной стоимости работ отображен в таблице 11.

Таблица 11

Общий расчет сметной стоимости работ

№ п/п	Статьи затрат	Объем		Сумма основных расходов	Полная сметная стоимость, руб.
		Ед. изм.	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
I. Основные расходы на работы					
Группа А. Собственно работы					
1.	Проектно — сметные работы	% от ПР	100		1 413 936,63
2.	Полевые работы:	руб.			
2.1	Гидрогеохимическое опробование по водотокам	проб	26	11 017,36	286 451,36
Итого полевых работ					1 700 387,9
3.	Организация полевых работ	% от ПР	1,5		13 117,58

4.	Ликвидация полевых работ	% от ПР	0,8		6 996,04
5.	Камеральные работы	% от ПР	70%		612 153,54
Группа Б. Сопутствующие работы					
1.	Транспортировка грузов и персонала	руб.			719
Итого основных расходов:					825 321,31
II. Накладные расходы		% от ОР	15		123 798,20
III. Плановые накопления		% от ОР+НР	15		142 367,93
V. Подрядные работы (лабораторные работы)					103 050
VI. Резерв		%(от ОР)	3		24 759,64
Всего по объекту:					1 219 297,07
НДС		%	18		219 473,47
Всего по объекту с учетом НДС:					2 044 618,38

Таким образом, в данной главе было составлено экономическое обоснование проведенных работ, включающее в себя расчет затрат времени и труда, а также сметы по всем видам проведенных работ, суммирование которых дало представление об общей стоимости исследований. Для производства данных работ требуется 189,18 чел./смены и 2 044 618,38 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2В21	Самушева Аделе Андреевна

Институт	Институт Природных ресурсов	Кафедра	Гидрогеологии инженерной геологии и гидрогеоэкологии
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Природообустройство и водопользование

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1) Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Отдел управления солеотложения состоит из основного производственного помещения, участок хранения сырья и вспомогательных материалов, комната оператора.
2) Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92). ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Технологический процесс характеризуется наличием следующих вредных производственных факторов – недостаточная освещенность; – повышенный уровень шума на рабочем месте; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты);	При ведении технологического процесса, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: – поражение электрическим током; – пожароопасность

– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций: - техногенного характера; - природного характера;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭБЖ	Шеховцова Н.С.	К.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2В21	Самушева Аделе Андреевна		

1. Профессиональная социальная безопасность.

Важное значение имеет безопасная организации труда на предприятиях, связанных с химической промышленностью, где применяются едкие, токсичные, пожаро— и взрывоопасные вещества. При химических производствах существует высокий риск аварии, пожаров или отравлений, предотвращение которых во многом зависит от соблюдения норм и правил охраны труда.

1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов (таблица 12)

Таблица 12. Основные элементы производственного процесса, Формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Контроль технологического процесса в помещении для операторов	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточность освещения рабочей зоны	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	1. СанПиН 2.2.4.548-96 (97), 2. СанПиН 2.2.4.1191-03. (99) 3. ГОСТ 12.1.004-91 4.ГОСТ 12.1.010-76
2. Остановка и запуск ЦНС	1. Превышение уровней шума; 2. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	1. СанПиН 2.2.4.1191-03 (99), 2. СНиП П-12-77. (95); 3. СН 2.2.4/2.1.8.556—96 (103); 4. СанПиН 2.1.6.1032-01 (101) 5. ГОСТ 12.1.010-76

✓ Отклонение показателей микроклимата

В нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная

влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении [20].

Перепады температуры воздуха по высоте и по горизонтали, а также изменения температуры воздуха в течение смены при обеспечении оптимальных величин микроклимата на рабочих местах не должны превышать 2° С и выходить за пределы величин, указанных в табл. 13 для отдельных категорий работ.

Таблица 13. Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С°		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Іб (140-174)	22	19-24	55	15-75	0,1	0,1
Теплый	Іб (140-174)	22	20-28	55	15-75	0,1	0,1

Фактические значения параметров микроклимата в операторной ООУ соответствует допустимым значениям. Операторная ООУ оборудована естественной вентиляцией и кондиционером в соответствии с СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование [21].

✓ **Недостаточность освещенности рабочей зоны**

От степени освещенности напрямую зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние.

Таблица 14. Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах

Наименование рабочего места	Тип светильника и источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, лк	
		Фактический и	Норм. значение	Фактически	Норм. значение
1	2	3	4	5	6
Помещения для работы с дисплеями	Люминесцентные лампы	3,0	0,5	400	400

и видеотерми налами, залы ЭВМ					
--	--	--	--	--	--

Фактические параметры освещения на рабочем месте соответствует допустимым. [22]

✓ **Превышение шума**

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-83 [23].

Таблица 15. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г. [23])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни зв. и эквивалентные уровни звука дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом следующие: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, использование средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [24] и СНиП п-12-77. Защита от шума [25].

✓ **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Для нормальной деятельности организма человека необходимо, чтобы воздух в рабочих помещениях был по своему составу близок к атмосферному [26].

✓ **Электробезопасность**

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79. [27]

Помещение лаборатории и компьютерного класса по опасности поражения людей электрическим током, согласно [28], относится к помещению без повышенной опасности поражения людей электрическим током, которые характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность (влажность не превышает 75%, температура-20-23°C, отсутствуют токопроводящая пыль, полы деревянные).

Мероприятия по обеспечению электробезопасности: организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования лаборатории и компьютерного класса; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током. Нормативные документы: ГОСТ 12.1.019-79 [27], ГОСТ 12.1.030-81[29], ГОСТ 12.1.038-82 [30].

✓ **Пожарная и взрывная безопасность**

Здания, сооружения и оборудование, предназначенное для приема, транспортирования и хранения ингибиторов солеотложения по пожарной безопасности относятся к категории "В". [31]

Противопожарный режим этих объектов устанавливается инструкциями, согласованные с органами пожарного надзора в установленном порядке.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, участков, складов и других объектов несут начальники подразделений, за которыми закреплены эти объекты или лица исполняющие их обязанности.

Производственные помещения, установки, сооружения и склады должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем в соответствии с действующими нормами. [32]

Таблица 16. Перечень противопожарного оборудования [33].

Огнетушитель марки ОПС-10	1 шт
Ведро пожарное	1 шт
Багоры	1 шт
Топоры	1 шт
Ломы	1 шт
Ящик с песком 0,2 м ³	1 шт

Помещение лаборатории и камеральное помещение по пожарной и взрывной опасности относятся к категории В [31] [34].

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения

2. Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Безопасность экологическая - состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное (промышленность, строительство) и сельскохозяйственное.

Воздействие экологически вредное - воздействие объекта хозяйственной или иной деятельности, приводящее к значительным, иногда

необратимым изменениям в природной среде и оказывающее негативное влияние на человека.

Инженерно-геологические работы, как и прочие производственные виды деятельности человека, наносят вред геологической среде.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур.

Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой жертвы, ущерб здоровью или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Под источником ЧС понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространенную инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошло или может возникнуть ЧС.

ЧС могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

1. по происхождению (антропогенные, природные);
2. по продолжительности (кратковременные затяжные);
3. по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
4. по масштабу распространения.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Охрана труда и техника безопасности в России это – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия (статья № 1 Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации», 17.07.1999 г. №181-ФЗ), образующие механизм реализации конституционного права граждан на труд (ст. 37 Конституции РФ) в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. (Это право закреплено также в ст. 7 международного пакта об экономических, социальных и культурных правах).

37 статья Конституции РФ: обеспечивает свободу труда, и дает право на труд, в тех условиях, которые отвечают специальным требованиям гигиены и безопасности. Пятый пункт выше указанной статьи гласит: «каждый имеет право на отдых». В конечном итоге, своим первоисточником, охраны труда имеет Конституцию РФ.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя. Последний,

руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях.

Для исполнения специальных положений и других нормативных документов в области охраны труда и окружающей природной среды (№52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения») соответственными ведомствами, где были разработаны требования, инструкции, нормы и стандарты, благодаря которым, должны обеспечивать требования законодательства в указанной области

Заключение

В настоящее время проблема солеобразования остро стоит не только в зарубежных, но и в отечественных компаниях, в том числе на месторождениях Томской области при разработке нефтяных и газовых месторождений из-за того, что падает значение коэффициента извлечения нефти. В этой связи были проанализированы условия эксплуатации подземных вод на Первомайском месторождении.

Месторождение расположено на территории Тюменской и Томской областей. Нефтяная залежь находится на глубине. Воды в основном рассольные минеральные воды. Для разработки основ управления солеотложения были использованы результаты прохождения практики в ТФ «СНИИГГиМС».

На основании исследования химического состава были проведены расчеты термодинамического равновесия. В итоге были получены следующие результаты: отложения, которые образуются в призабойной зоне пласта и на оборудовании представлены минералами карбонатной группы, так как подземные воды в пластовых условиях пересыщены относительно этих минералов.

Управление солеотложением – это сложно структурированный отдел, но при правильной организации сотрудников, позволить своевременное прогнозирование и составление стратегий, которые позволят сократить риск солеобразования. Улучшение технологий размещения, методов воздействия на химический состав коллекторов и высокоэффективных растворов обеспечивает экономичные, рациональные, а самое главное эффективные варианты для химического ингибирования и удаления неорганических отложений из пластов. В совокупности все эти технологии становятся частью процесса управления солеотложениями, которые предназначены для повышения извлечения углеводородов из земных недр.

Список публикаций

1. Самушева А.А. Управление солеотложений при эксплуатации нефтяных месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 Апреля 2016. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016 - Т. 1 - С. 588-590

Список использованных источников

1. Самушева А.А. Управление солеотложений при эксплуатации нефтяных месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 Апреля 2016. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016 - Т. 1 - С. 588-590
2. Нуднер. В.А. Гидрогеология СССР Том XVI Западно-сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская область). М.:Недра, 1970.-368с.
3. Сидоренко А.В. Геология СССР Том XIV Западная Сибирь Часть 1 Геологическое описание/ М.:Недра, 1967.-664с
4. Нестеров И.И., Бладучан Ю.В., Сколовский А.П. Стратиграфия мезокайнозойских отложений Среднеобской нефтегазоносной области/ЗапСибНИГНИ Вып.7-Москва:Недра, 1968г., с. 11-57
5. Самушева А.А. Отчет о производственной практики в ТФ СНИИГГиМС, Томск, 2015-60с.
6. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-западной части Западно-Сибирскоц нефтегазоносной провинции.-М.:Идея-Пресс, 2004-288с.
7. Невядовский Е.Ю. Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть»//Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.-2009.-Пилотный выпуск.-37-45с.
8. Здольник С.Е. О.В. Акимов, Д.В. Маркелов, В.Н, Гусаков, А.И.Волошин, В.В. Рагулин Управление солеотложением – залог повышения эффективности нефтедобычи//Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.-2009.-Пилотный выпуск.-66-69с.
9. Водоподготовка: Справочник/Под редакцией С.Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007. — 240 с.

10. A.I. Voloshin, V.V. Ragulin, N.E. Tyabayeva, I.I. Diakonov, E.J. Mackay. Scaling Problems in Western Siberia, SPE 80407, SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, 2003.
11. M. R. Luyster, W.E. Foxenberg, S.A. Ali. SPE 58734. Development of a Novel Fluid-Loss Control Pill for Placement Inside Gravel-Pack Screens.
12. С. Е. Здольник, А.Р. Латыпов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин. Технологии глушения скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов. — Нефтяное хозяйство, № 11, 2007, с. 62–65.
13. Кудряшов С.Н. Менеджмент солеотложений на месторождениях НК«Роснефть» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2006. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Kudryashov/Kudryashov_1.pdf
14. Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М., Джонсон Э., Кинг Д. Борьба с солеотложениями-удаление и предотвращение их образования // Журнал «Ойлфилд Ревью», осень 1999
15. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании // Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.-2009.-Пилотный выпуск.-12-15с.
16. Банк технологий// [Электронный ресурс].-Режим доступа <http://бт.риэнм.рф>
17. Шангараева Л. А. Методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах // Инновации в науке: сб. ст. по матер. XXVII междунар. науч.-практ. конф. № 11(24). – Новосибирск: СибАК, 2013.- 163-168с.
18. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. М.: 2004. — 432 с.
19. Нефтегаз // [Электронный ресурс].-Режим доступа-<http://neftegaz.ru>
20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

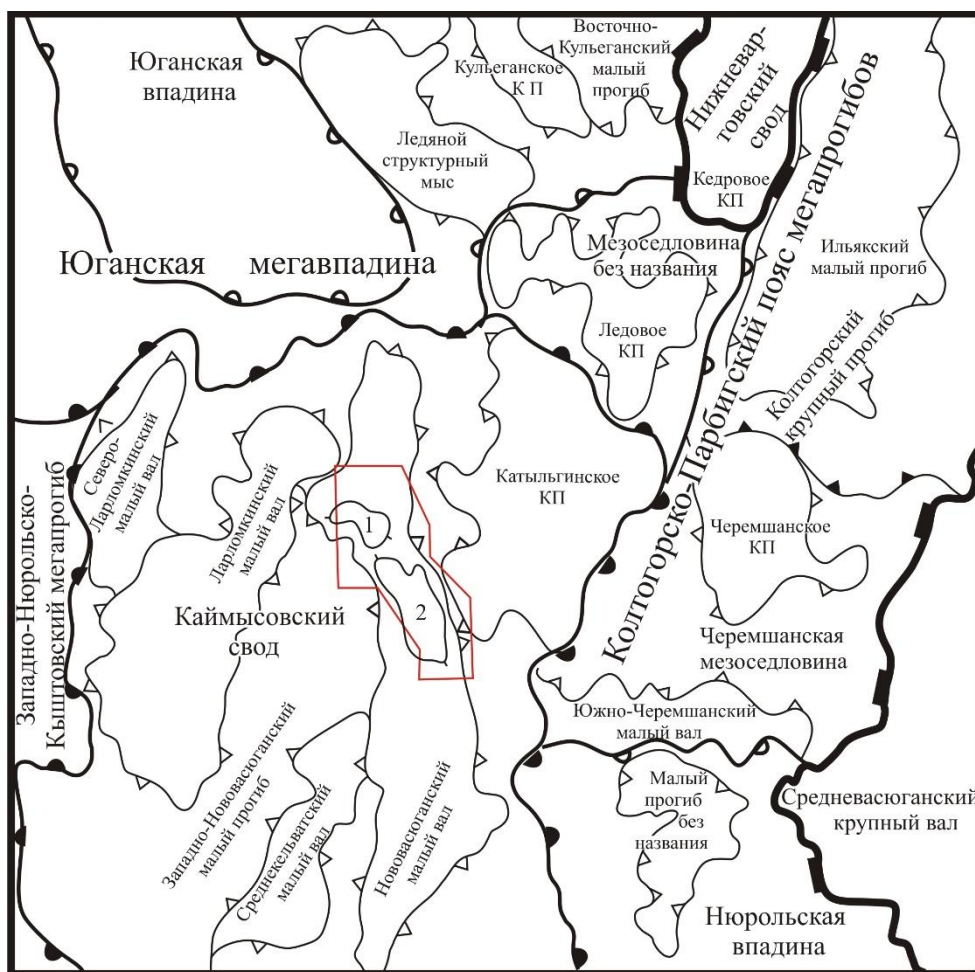
- 21.СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 22.СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
- 23.ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 24.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
- 25.СНиП П-12-77. Защита от шума.
- 26.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 27.ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 28.Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск, 2006. – 123 с.
- 29.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
- 30.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
31. НПБ 105-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003 г.
- 32.Пожарная безопасность. Взрывобезопасность/ Справочник: Баратов А.Н. М.: Химия, 1987.-210с.
- 33.ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
- 34.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 35.Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие –Томск: Изд-во ТПУ, 2003–144с.

Приложения

Приложение А

Тектоническая схема района. Масштаб 1:1 000 000.

(выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойских
отложений ортоплатформенного чехла
Западно-Сибирской геосинеклизы) [4]



Условные обозначения:

контуры структур:

- | | | | |
|--|--|--|---|
| | надпорядковых (синеклиз, моноклиз); | | II порядка - крупных (валов, прогибов, котловин); |
| | I порядка - крупных мегавалов, мегапрогибов; | | II порядка - средних и малых (малых прогибов, куполовидных поднятий, седловин); |
| | I порядка - средних и малых (сводов, мегавалов, мегапрогибов, впадин); | | III, IV порядков - куполов, локальных поднятий; |
| <p>1 - Весеннее локальное поднятие;
2 - Первомайское локальное поднятие;
 - граница лицензионного участка.</p> | | | |

Химический состав подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса [5]

№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации,м	рН	М,г/л	Солевой состав, мг/л, мг-экв/л, %-экв																
					Na ⁺	K ⁺	Ca2 ⁺	Mg2 ⁺	NH4 ⁺	SO42-	Cl-	HCO3-	NO3-	J	Br	B	F	Fe	SiO ₂	H/пр.,	O ₂ , мг/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Первомайское месторождение																					
260р	21.09.1969	832-903	6,6	15,2	5760		114,2	37,7	63	0,4	9077,8	201	-	13,8	64,8	9,4	-	0,7	-	-	-
					250,6		5,7	3,1			255,9	3,3									
					96,6		2,2	1,2			98,7	1,3									
6в	12.03.2005	927-1684	7,1	25,7	8174,2		1302,6	316,2	-	-	15697,3	219,7	-	-	-	-	-	11,2	-	-	-
					355,4		65	26,02			442,76	3,6									
					79,6		14,6	5,8			99,2	0,8									
7в	12.03.2005	1080-1648	7,2	19,8	5800,6		1182,4	437,8	-	-	12187,7	207,5	-	-	-	-	-	8,9	-	-	-
					252,2		59	36,03			343,77	3,4									
					72,6		17	10,4			99	1									
11в	12.03.2005	964-1669	7,1	20,6	6039,8		1122,2	535	-	-	12740,7	195,3	-	-	-	-	-	9,5	-	-	-
					262,6		56	44,03			359,37	3,2									
					72,4		15,4	12,1			99,1	0,9									
11в	01.10.2008	964-1669	7,2	20,2	6835,5		721,4	182,4	-	3,3	12230,3	195,3	-	-	-	-	-	0,5	-	-	-
11в	20.02.2009	964-1669	7,2	21,8	5780	52,3	611,2	127,7	19,3	-	10422,3	140,3	-	10,1	187,5	7,4	0,55	1,8	2,8	0,05	-
					251,4	1,3	30,5	10,5			293,9	2,3									
					85	0	10	4			99	1									
11в	04.08.2009	967-1669	7,7	20,9	6957	68,5	601,2	121,6	26,1	4,4	11395,1	143,4	100,5	-	172,5	7	0,65	1,5	13,4	-	-
					302,6	1,7	30	10			321,3	2,4									
					88	1	9	3			99	1									
22в	28.04.2001	1096-1600	8,3	15,6	5216,4		521	206,7	-	-	9486,4	134,2	-	-	-	-	-	6,1	-	-	-
					226,8		26	17			267,52	2,2									

					84,1		9,6		6,3				99,2		0,8										
	07.10.2001		7,7	16,8	5738,5		701,4		60,8		-	-	10177,1		146,4		-	-	-	-	-	3,4	-	-	1,1
					249,5		35		5		286,99		2,4												
					86,2		12,1		1,7		99,2		0,8												
	30.07.2004		7,6	18,8	6500		50	580	97		-	-	11347		171		-	4,2	47	-	-	1,3	-	0,04	1,1
282,6		1,3			29	7,97		320		2,8															
88,1		0,4			9	2,5		99,1		0,9															
24в	07.10.2001	1064-1653	7,7	17,1	5847,8		641,3		97,3		-	-	10353,2		134,2		-	-	-	-	-	5,6	-	-	-
					254,25		32		8		291,96		2,2												
					86,4		10,9		2,7		99,3		0,7												
	28.04.2001	1064-1653	7,8	17,6	5940,9		601,2		206,7		-	-	10752		122		-	-	-	-	-	14,3	-	-	-
					258,3		30		17		303,21		2												
84,6					9,8		5,6		99,3		0,7														
25в	12.03.2005	924-1622	7,1	21,4	5950,1		1242,5		705,3		-	-	13297,3		219,7		-	-	-	-	-	12,8	-	-	-
					258,7		62		58,05		375,07		3,6												
					68,3		16,4		15,3		99		1												
	01.10.2008		6,7	18,6	н. с	н. с	741,5		291,8		-	2,5	11344		207,3		-	-	-	-	-	0,3	-	-	-
							37	24				320		3,4											
385	14.11.2008	1249-1709	7,2	18	6108	н. с	601,2		194,6		-	9,9	15183,2		158,7		-	-	-	-	-	1,8	-	-	-
	03.08.2009		7,6	20,4	6202,7		70,5	611,2	127,7		28,1	5,4	11568,8		158,7		-	11	225	7	0,8	3,4	16	1,1	-
					269,8		1,8	30,5	10,5		326		2,6												
					86		1	10	3		24		1												

Приложение В

Микрокомпонентный состав подземных вод апт-сеноманского комплекса [5]

№ скважины	№ куста	Дата отбора пробы	Содержание микрокомпонентов, мг/л																			
			Pb	Al	Mo	Be	Si	Cu	Zn	F	Mn	Cr	Ni	As	Ba	I	Br	Se	Sr	Li	B	H ₂ S
Первомайское месторождение																						
11в	36	21.02.09	<0,002	<0,04	<0,05	<0,0002	2,8	0,001	<0,001	0,65	0,67	<0,02	<0,01	<0,002	8,9	11,0	187,5	<0,001	27,9	0,20	7,36	н.об
		31.07.09	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	13,4	0,001	0,005	0,65	0,75	<0,02	<0,01	<0,002	5,8	11,0	172,5	<0,001	38,8	0,20	7,05	н.об
385	17	03.08.09	н/опр	н/опр	н/опр	н/опр	15,8	0,063	0,17	0,77	0,87	<0,02	0,04	<0,002	6,3	11,0	225,0	<0,001	49,5	0,27	7,05	н.об

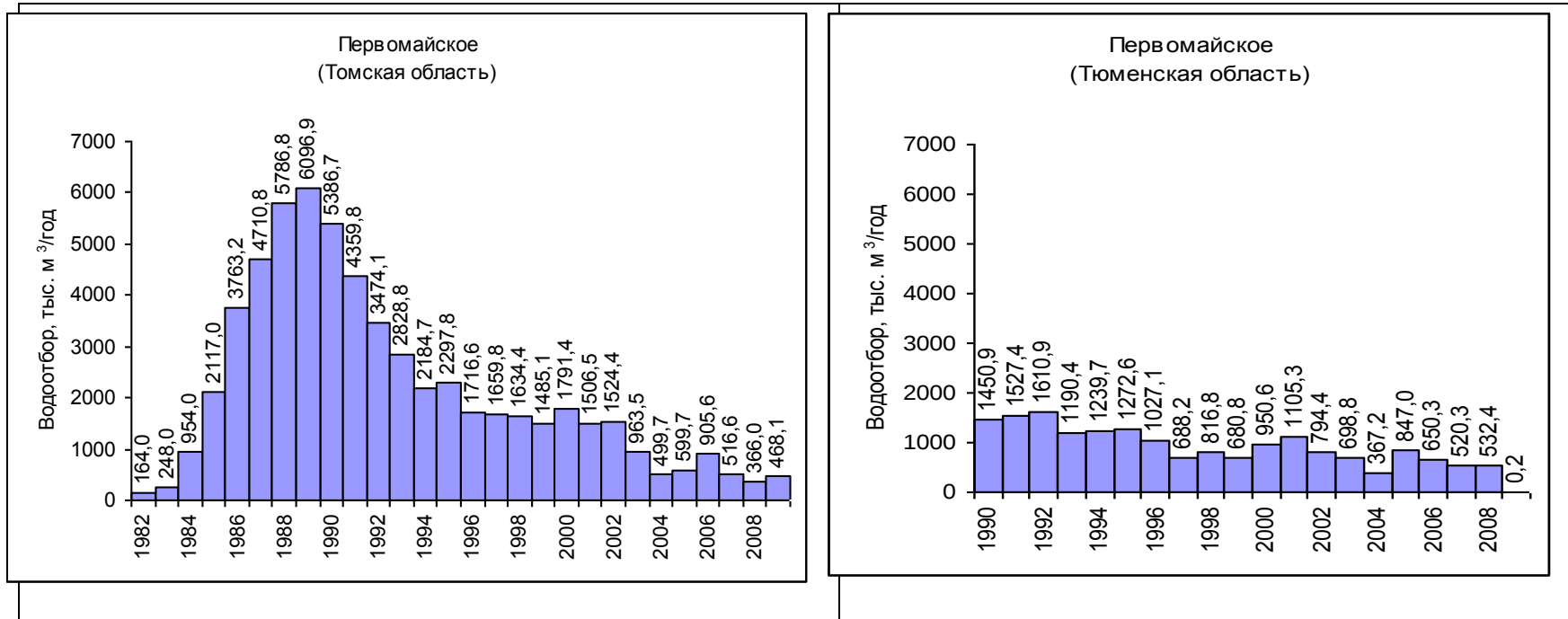
Приложение Г

Химический состав подземных вод баррем-ааленских отложений [5]

№ скв.	Год отбора	Интервал перфорации, м	Стратиграф. индекс пород	Q, м³/сут	pH	M, г/л	Солевой состав, в мг/л, мг-экв/л, %-экв							Микрокомпоненты, мг/л				SiO₂, мг/л	T, °C	Г.Ф., л/л
				Ндин, м			Na+K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH₄ ⁺	SO₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO₃ ⁻	I	Br	B	Fe			
				депрессия, атм																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС БАРРЕМ - ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ																				
253p	н.с.	1730-1760	K ₁ vr	±	6,7	16,7	5058,2	1282,6	82,6	27,0	-	10246,0	115,9	8,2	46,0	9,2	0,4	-	-	-
				-			220,03	64,00	6,79			288,94	1,90							
				-			75,7	22,0	2,3			99,3	0,7							
256p	н.с.	2202-2256	K ₁ kl	2,2	6,6	18,9	5403,0	1867,7	14,6	30,0	21,6	11458,0	378,3	9,2	60,8	-	-	12,0	72	-
				-			235,03	93,20	1,20		0,45	323,12	6,20							
				-			71,3	28,3	0,4			98,1	1,9							
258p	н.с.	1993-2048	K ₁ vr	11,0		19,2	4560,0	1883,8	608,0	23,0	3,7	12055,0	122,0	13,5	24,8	10,2	3,0	120,0	69	-
				-			198,36	94,00	49,98		0,08	339,95	2,00							
				169,0			57,9	27,5	14,6			99,4	0,6							
ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ																				
249p	н.с.	2564-2570	J ₂ tm	11,78	6,5	35,7	13059,0	761,5	121,6	60,0	-	23048,0	550,2	6,5	120,0	33,0	-	40,0	90	0,80
				1512			568,07	38,00	10,00			649,95	9,02							
				-			92,2	6,2	1,6			98,6	1,4							
251p	н.с.	2521-2528	J ₂₋₃ vs	0,3	6,1	40,1	14127,0	1242,5	218,7	87,0	-	24179,0	744,4	4,9	90,3	33,2	2,0	19,2	89	-
				перелив			614,52	62,00	17,98			681,85	12,21							

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
				-			88,5	8,9	2,6			98,2	1,8							
255p	н.с.	2600-2607	J ₂ tm	6,27	7,5	28,8	10610,0	601,2	60,8	32,0	2,1	16913,0	1196,0	3,3	54,5		10,0	68,0	91	-
				423			461,54	30,00	5,00		0,04	476,95	19,61							
				-			93,0	6,0	1,0			96,0	4,0							

Объем добычи подземных вод на водозаборных участках Первомайского месторождения [5]



Приложение Б

Объем добычи подземных вод за 2004-2009 гг. [5]

№ куста	№№ скв.	2004 г.			2005 г.			2006 г			2007 г.			2008 г.			2009 г.			Среднее значение упл. дебита, м³/сут
		добыча, м³	отработано, суток	уплотненный дебит, м³/сут	добыча, м³	отработано, сут.	уплотненный дебит, м³/сут	добыча, м³	отработано, сут.	уплотненный дебит, м³/сут	добыча, м³	отработано, сут.	уплотненный дебит, м³/сут	добыча, м³	отработано суток	уплотненный дебит, м³/сут	добыча, м³	тработано сут.	уплотненный дебит, м³/сут	
	Тюменская область																			
4	24в	123504	197,5	625,8	209017	301	694,4	109982	106,5	1032,7	283658	164	1729,6	278224	218,3	1274,3	105119	96	1095,0	1075,2
	25в	20000	27	740,7	260230	308,5	843,5	516423	341	1514,4	236750	206	1149,3	254163	175,5	1448,5	94762	85	1114,8	943,6
5	21в	124289	213,5	582,1	103778	209,5	495,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	538,7
	22в	99446	303	328,3	103778	209,5	495,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	411,8
52	847	-	-	-	170163	271	627,9	65770	241	272,9	40000	151	264,9	-	-	-	-	-	-	388,6
Всего		367339	741		846966	1299,5		692175	688,5		800081	505		532387	393,8		-	-	-	
Ср. значен.				495,7			651,8			1005,3			1584,3			1351,9	199881	181	1104,3	
	Томская область																			
27	6в	126868	366	346,6	142 154	301	472,3	507444	322	1575,9	185085	241	768	46331	85,1	544,2	185085	241	768,0	745,8
36	7в	176792	341	518,4	182799	365	500,8	130437	234	557,4	74907	165	454	36208	170,2	212,7	59669	223	267,6	418,5
	10в	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38966	114	341,8	341,8
	11в	195914	350,5	559,1	183482	365	502,7	168282	326	516,2	151623	282	537,7	171999	345	498,6	144288	321	449,5	510,6
28	1в	60	10	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				6,0
24	340	-	-	-	91233	153	596,3	99481	365	272,5	105010	365	287,7	93190	344,3	270,7	40800	199	205,0	326,4
17	385	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18300	31	590,3	106200	361	294,2	442,2
Всего		499634	1067,5	468,0	599668	1184	506,5	905644	1247	726,3	516625	1053	490,6	366028	975,6	375,2	575008	1459	394,1	

Приложение Ж

Положение уровня подземных вод по результатам мониторинга, м

(уровнемер-динамометр СУДОС) [5]

дата замера	7в		10в		11в		24в		25в		6в	
	стати- ческий	динами- ческий	стати- ческий	динами- ческий	стати- ческий	динами- ческий	стати- ческий	динами- ческий	стати- ческий	динами- ческий	стати- ческий	динами- ческий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
27.04.06		28				28		37		130		14
16.05.06		0				0				62		30
19.07.06							30			78		
31.08.06							30			117		23
08.09.06										88		35
01.10.06		3										
25.01.07												
25.02.07							34			13		0
07.03.07							40			0		0
11.04.07						16						0
25.05.07								57	40			0
06.07.07									0			0
11.08.07						30				47		
28.10.07						18	25			59		3
08.12.07								49		65		97
04.01.08						0		96	47		10	
15.02.08								93	38		12	
05.03.08					41			91	43		12	
05.04.08		87			41			91	43		12	
18.05.08								84	48		12	
20.06.08	12					25			43			
09.07.08	12					25		91				
15.08.08		33				27				59		
18.09.08		85				37		113				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
21.10.08		81				32		105		57		
11.11.08		78				100		109		52		
19.12.08	72					90		102	52			
12.01.09	12					25		28	25			
14.02.09	21					19		22	20			
17.03.09	32					9						
18.03.09								125	20			
04.04.09						77						
26.04.09									21			
28.04.09								40				
15.05.09	33					134					22	
17.05.09							14		17			
25.06.09	33					132	14		18		21	
08.07.09							14		18			
11.08.09	20			23	18	40	19;16		17		23	
27.09.09		66		55		15	17		17			
21.10.09							16		17		23	
22.10.09	13		14			15						
20.11.09		117		165		17	33			52	23	
20.12.09							38			26	22	
22.12.09				29								
15.03.10				22				24		20	20	

Приложение К

Положение уровня подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса на Первомайском месторождении [5]

№ куста	№ скв.	Дата замера					
		2004 г., июнь (Саитов, 2004 г.)		2009 г, август.		2010 г., март	
		уровень, м		уровень, м		уровень, м	
		статич.	динамич.	статич.	динамич.	статич.	динамич.
1	2	3	4	5	6	7	8
28	1в	-	-	22,5	-	23,1	-
	2в	17,3	-	заварена	заварена	заварена	
	3в	19,4	-	заварена	заварена	заварена	
	4в	23,6	-	заварена	заварена	заварена	
27	5в	н.с.	н.с.	заварена	заварена	заварена	
	6в	17,9	-	22,9		20,5	-
24	340	н.с.	-	-	29,4*	н.с.	н.с.
17	385	н.с.	-	-	52,0*	н.с.	н.с.
32	13в	21,5	-	17,2	-	16,7	-
	14в	22,7	-	18,9	-	18,8	-
	15в	22,6	-	19,3	-	19,1	-
	16в	23,2	-	в скважине - нефть	-	в скважине - нефть	
	18в	н.с.	н.с.	заварена	-	заварена	-
36	7в	25,1	-	20,5	-	-	19,6**
	8в	н.с.	н.с.	н.с.	-	в скважине - нефть	-
	9в	н.с.	н.с.	заварена	-	18,5 (при работе скв 7в,11в)	-
	10в	29,0	-	23,1 (при работе скв 11в)	-	22,7 (при работе скв 7в,11в)	-
	11в	н.с.	н.с.	18,2	40,3	-	17,2**
4	23в	24,3	-	ликв.		-	
	24в	25,8	-	19,0	-	-	23,9
	25в	23,0	-	н.с.	-	19,9 (при работе скв. 24в)	
5	20в	н.с.	н.с.	н.с.		н.с.	
	21в	22,7	-	21,5	-	22,2	-
	22в	н.с.	-	20,1	-	18,2	-

Расчет рисков солеотложения в процессе добычи [7]

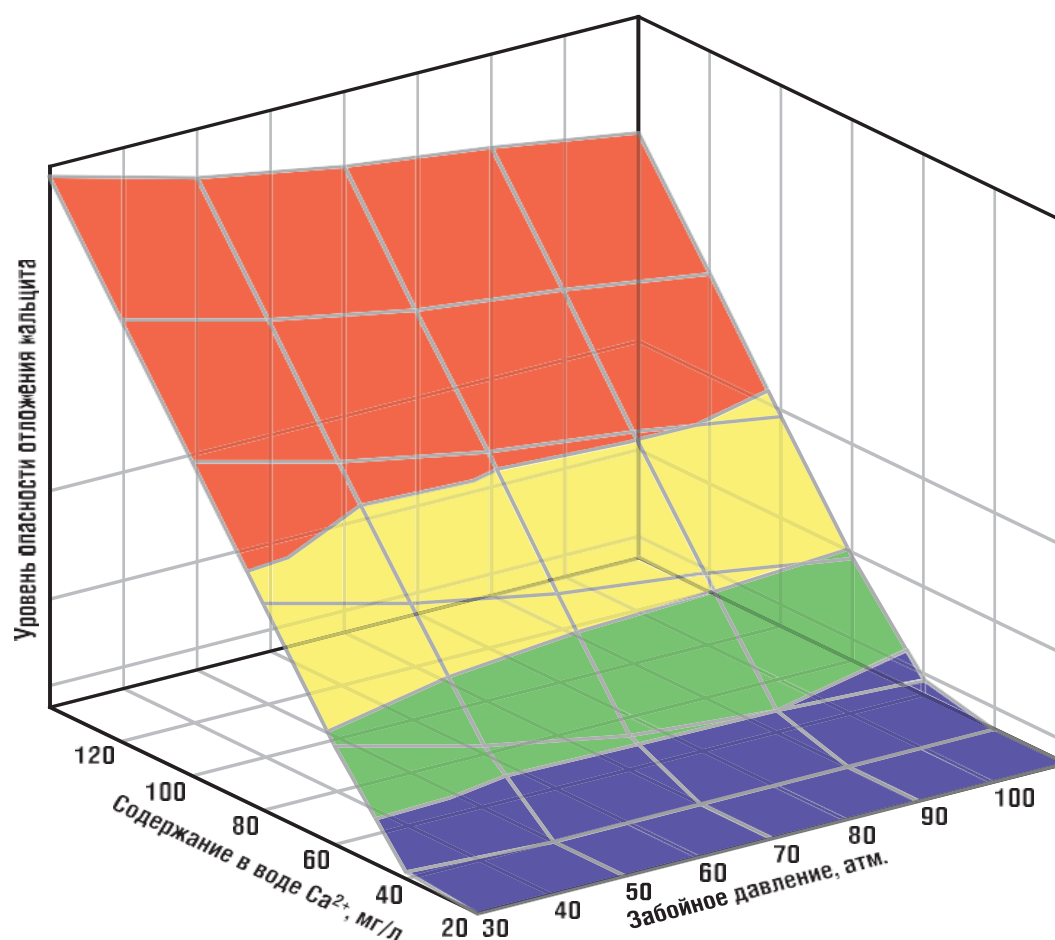
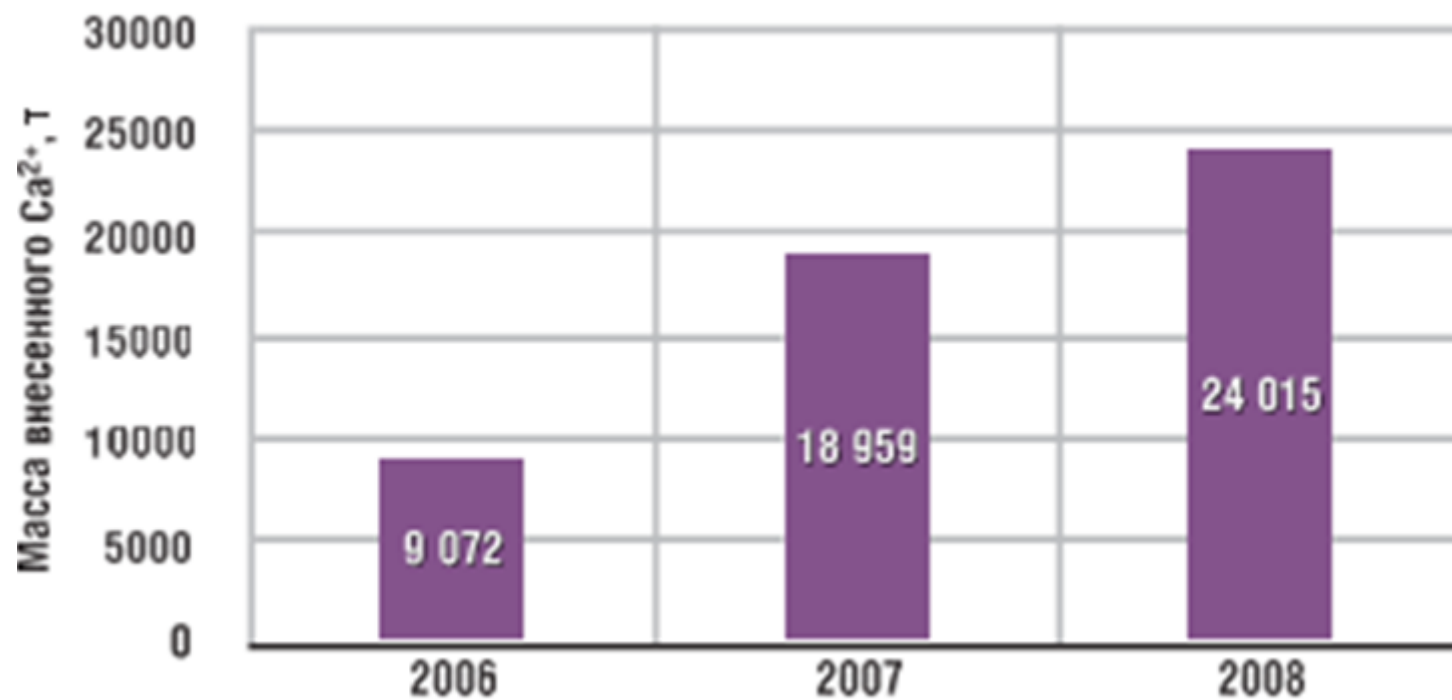


Диаграмма рисков солеотложения

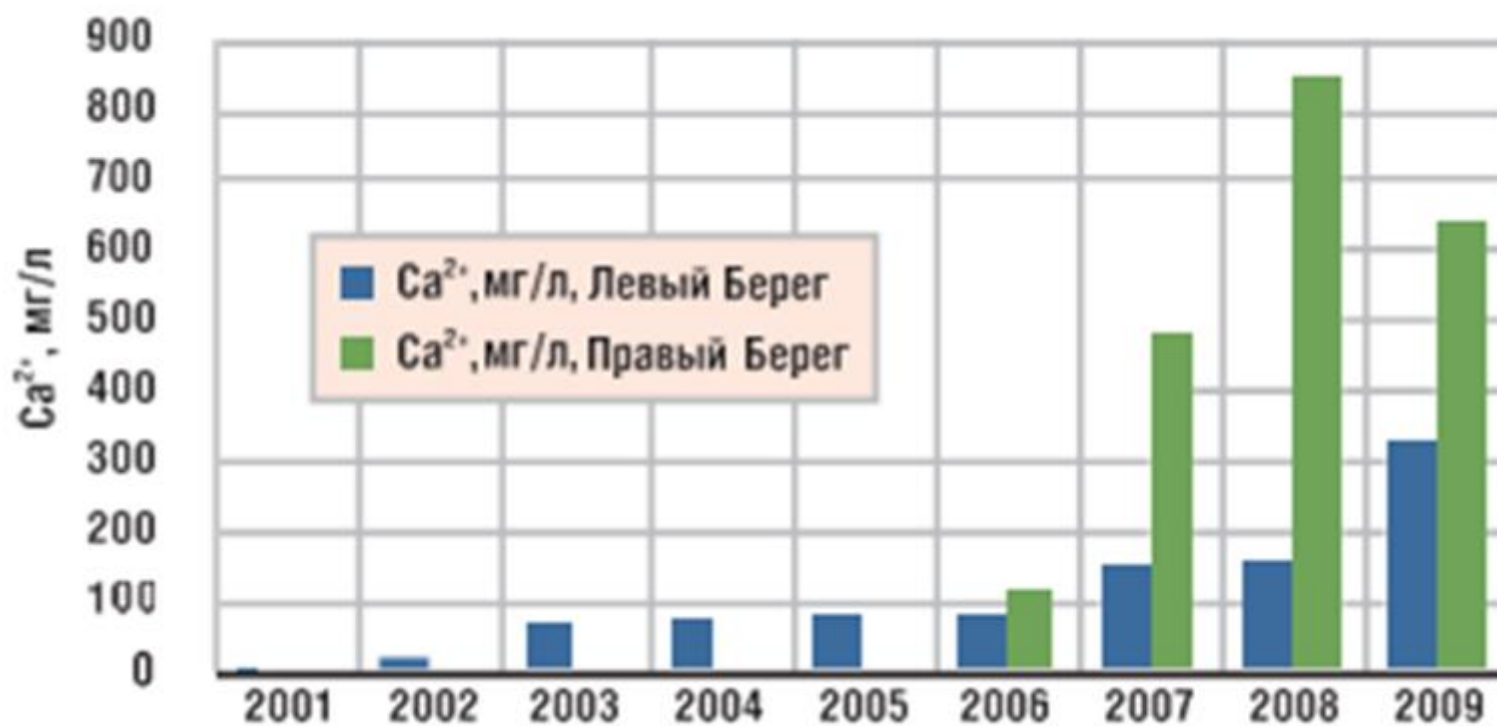
Уровень опасности		Кальцит на насосе, г/т	Уровень опасности		Кальцит на насосе, г/т
0	низкий	< 20	2	опасный	100 - 200
1	средний	20 - 100	3	очень опасный	> 200

Динамика массы Ca^{2+} , внесенного с тяжелыми кальцийсодержащими растворами глушения на Приобском месторождении [8]



Приложение Н

Изменение содержания ионов кальция в попутно-добываемой воде Приобского месторождения [8]

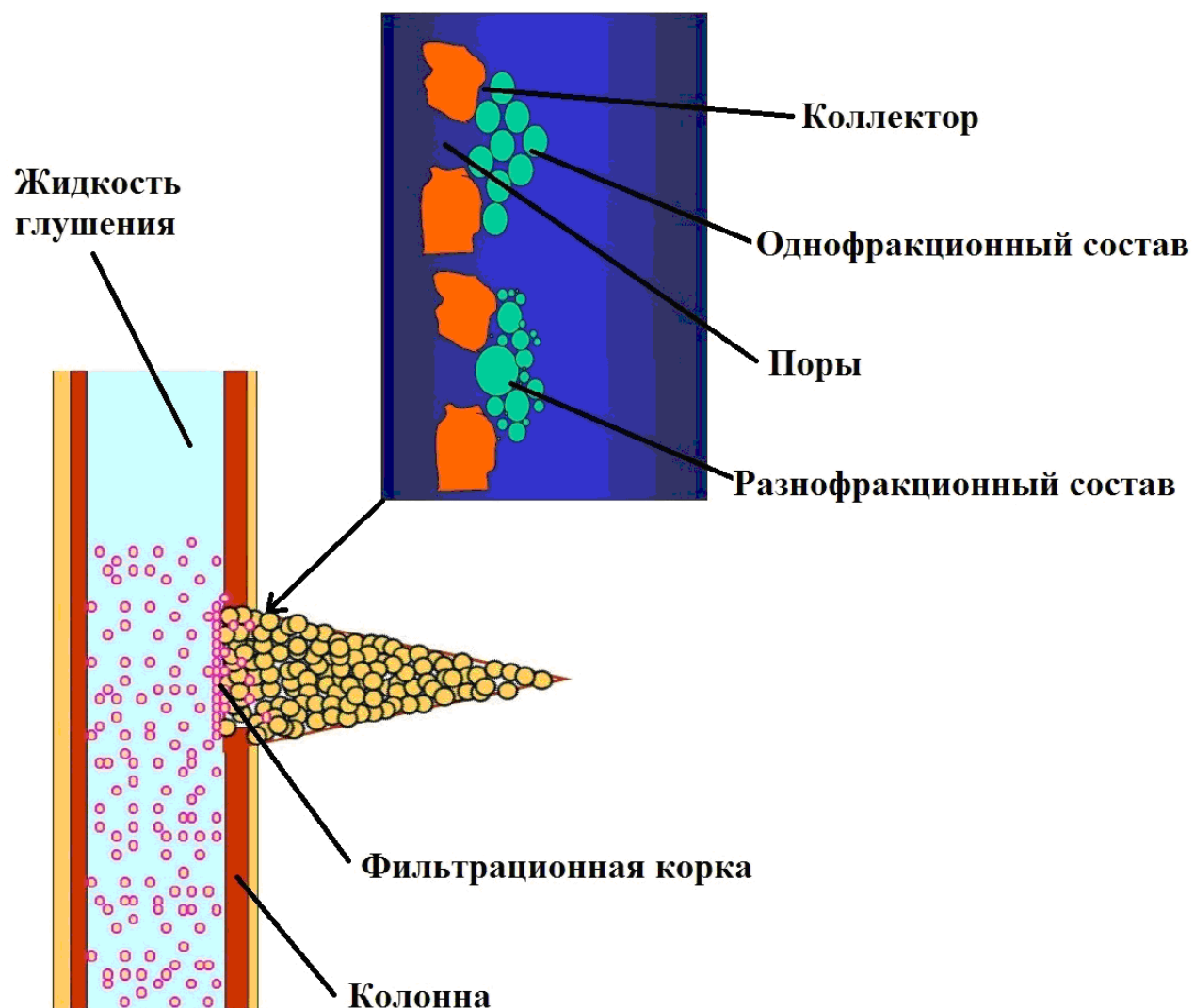


Приложение П

Расчет выпадения кальцита в скважине и наземном оборудовании [8]

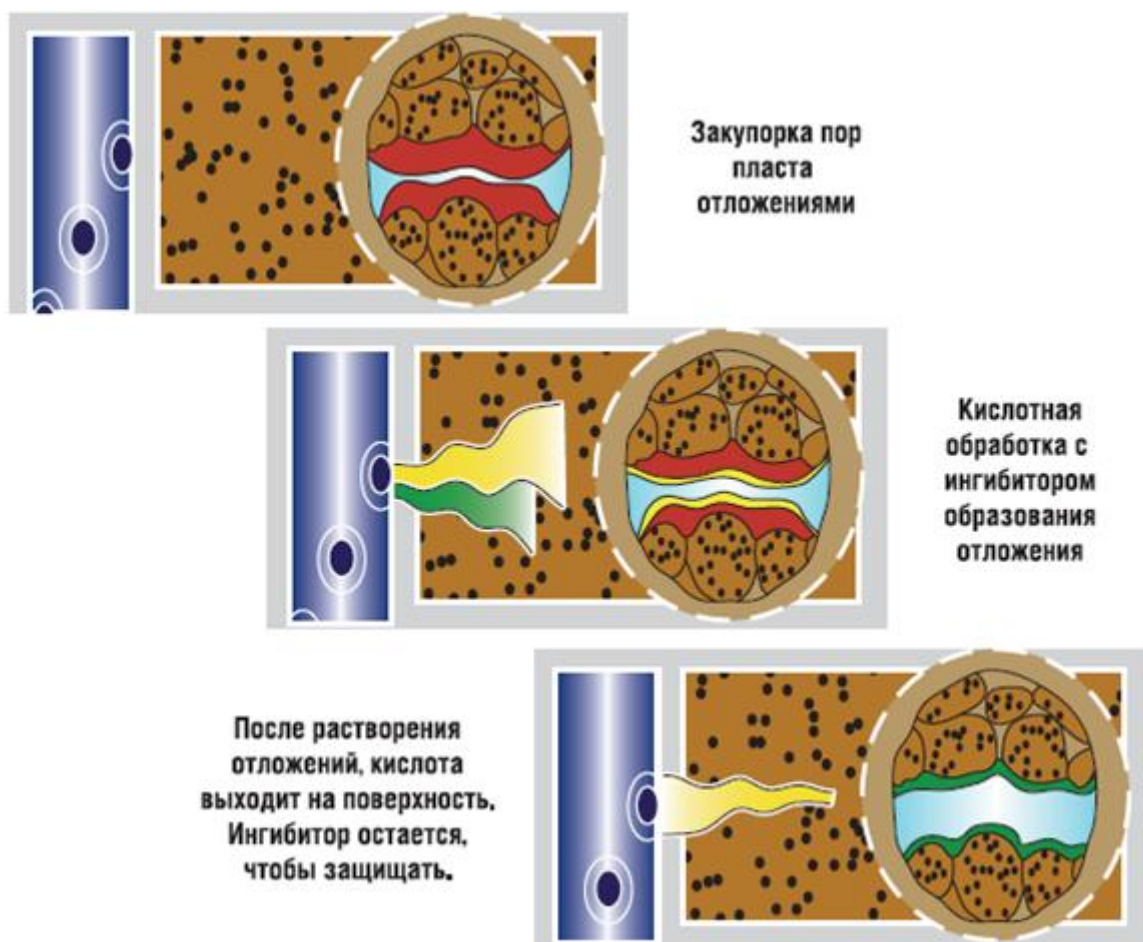
Расчет выпадения кальцита в скважине и наземном оборудовании					
Контрольные точки	Условия эксплуатации		Содержание солеобразующих ионов, мг/дм ³		Выпадение кальцита, г/м ³
	p, ат	T, °C	Ca ²⁺	HCO ₃ ⁻	
1	250	89	1670	1975	1369,6
2	60	89	1121,6	303,4	69,3
3	45	96	1093,9	217,9	38
4	22	50	1078,8	170,7	0
5	250	89	50	2210	96,3
6	60	89	11,5	2084,9	13,9
7	45	96	6	2058	5,9
8	22	50	3,6	2037,7	0
9	8	36	1683	1464	1020,8
10	2,5	44	960	1490	1081,5
11	10	20	526,9	169,6	0
12	15 (1ст.)	60	526,9	169,6	45,3
Примечание: 1. Зона интенсивного выпадения кальцита 2. Зона умеренного выпадения кальцита 3. Отсутствие выпадения кальцита					

Задавка ингибитора в пласт по технологии Squeeze [19]



Приложение С

Задавка ингибиторов солеотложения в пласт по технологии ScalMAT [15]



Технология ScaleFrac – введение ингибитора с жидкостью гидроразрыва при ГРП [15]



Технология ScaleProp – введение ингибитора с проппантом при ГРП [15]

