

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



**Институт** Природных ресурсов  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Кафедра** Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ 3-С НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(XXXX)**

УДК 622.276-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лысенко Михаил Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.—м.н.		

Томск – 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	9
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 3-С МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика .....	11
2.2 Структурно-тектонические особенности .....	15
2.3 Гидрогеология .....	16
2.4 Нефтегазоносность .....	16
2.5 Свойства и состав нефти и нефтяного газа .....	19
2.6 Запасы углеводородов .....	22
3. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	25
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	70
5.1 Производственная безопасность.....	70
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	70
5.1.2 Вредные факторы.....	71
5.1.3 Опасные факторы.....	73
5.2 Экологическая безопасность.....	77
5.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	77
5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды.....	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
5.3.1 Анализ вероятных ЧС на месторождении.....	79
5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС.....	80
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	81
5.4.1 Организационные мероприятия.....	81
5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.4.3 Особенности законодательного регулирования.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	84
Список используемой литературы.....	85

## ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки 3-С нефтяного месторождения ОАО «С».

Актуальность темы объясняется значительной выработкой запасов, снижением дебитов и ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, увеличивает период разработки месторождения и снижает экономическую рентабельность всего производства.

Объектом исследования является 3-С нефтяное месторождение.

Предмет исследования – анализ влияния методов интенсификации притока на состояние разработки 3-С нефтяного месторождения.

Для получения необходимых результатов в ходе выполнения работы необходимо рассмотреть проектные документы на разработку данного месторождения, проанализировать фонд скважин, сопоставить проектные и фактические показатели разработки, оценить эффективность систем разработки, провести анализ применения геолого-технических мероприятий на 3-С месторождении.

Разработка 3-С нефтяного месторождения ведется согласно проектному документу на период с 2008 года. Основные положения проектного документа: трёхрядная и пятирядная схемы с уплотнением и очаговым заводнением (центральная и южная части), обращённая девятиточечная система с плотностью сетки 25 га/скв на отдельных участках с уплотнением (северо-западная часть), трёхрядная система с равномерной треугольной сеткой плотностью 31.2 га/скв (600х600 м) с наклонно-направленными и горизонтальными добывающими скважинами (юго-восточная часть); залежь в районе скважины №304Р – очагово-избирательное заводнение.

Фонд скважин всего – 2920, в том числе: добывающих – 1722, нагнетательных – 597, контрольных – 1, водозаборных – 48, резервных – 552.

## АННОТАЦИЯ

Тема выпускной квалификационной работы – «Анализ состояния разработки месторождения».

Ключевыми словами выпускной квалификационной работы являются: З-С нефтяное месторождение, состояние разработки, пласт, залежь, геолого-физическая характеристика, коллектор, запасы, нефть, газ, дебит, фонд скважин.

Во введении обоснована актуальность выбранной темы, поставлены цели и задачи написания выпускной квалификационной работы, определены объект и предмет исследования.

В первой главе приведены общие сведения о рассматриваемом месторождении, приведена схема расположения месторождения, дана краткая характеристика месторождения, его территориальное расположение, климатические и погодные условия, инфраструктура прилегающих территорий.

Во второй главе работы описана геолого-физическая характеристика месторождения. Подробно рассмотрено геологическое строение месторождения и залежей, стратиграфия месторождения, тектоника района, нефтегазоносность эксплуатационных объектов, фильтрационно-емкостные и коллекторские свойства пород, состав и свойства пластовых флюидов, приведены запасы нефти и газа по месторождению.

В третьей главе проведен анализ состояния разработки месторождения. Сопоставлены проектные и фактические показатели разработки. Проанализировано состояние фонда скважин. Проведен анализ мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти, выявлены эффективные и малоэффективные, даны соответствующие рекомендации. Оценены системы разработки месторождения и даны рекомендации по их совершенствованию, произведен расчёт проведения гидравлического разрыва пласта для одной из скважин данного месторождения.

Четвертая глава посвящена технико-экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на отдельных скважинах З-С

месторождения. По завершению, приведено сравнение проектных и фактических показателей проведения гидравлического разрыва пласта.

В пятой главе описана социальная ответственность, в которой проанализированы вредные и опасные производственные факторы возникающие при работе оператора по добыче нефти и разработаны защитные мероприятия. Проведена оценка условий труда, микроклимата рабочей среды. В разделе также рассматриваются вопросы охраны труда и промышленной безопасности, пожарной безопасности и охраны окружающей среды, а также даны рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

В заключении подведены итоги и сделаны выводы о проделанной работе. Состояние рассматриваемых эксплуатационных объектов, находится на завершающей стадии разработки. Утвержденный проектный фонд скважин реализован на «х» %.

На месторождении проводились мероприятия по воздействию на пласт с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих скважин: ГРП, ЗБС, обработка призабойной зоны химическими реагентами, перфорационные и ремонтно-изоляционные работы.

Для данного месторождения наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи является проведение гидравлического разрыва пласта. Дополнительная добыча от проведения гидравлического разрыва пласта составила х тыс. т при плане «у» тыс.т. Средний прирост дебита нефти составил «х» т/сут на скважину при плане «у» т/сут. В целом, применение ГРП, в том числе повторных является приоритетным методом довыработки запасов нефти на этом объекте. При разработке запасов от проведения ГРП планируется дополнительно добыть «х» тыс. т.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении З-С месторождение расположено на территории С района ХХХ – Т области. Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиационное, автомобильное и железнодорожное сообщение, является г.С, находящийся в юго-восточной части одноименного лицензионного участка.

В физико-географическом отношении месторождение расположено в пределах средней зоны тайги (С болотная провинция – северная часть месторождения) и южной тайги (О-И пойменная провинция – южная и юго-восточная части месторождения) З-С физико-географической страны.

### Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

Климат района континентальный. Зима продолжительная, суровая и снежная. Средняя температура самого холодного месяца, января, –  $-21.4^{\circ}\text{C}$ . Толщина снежного покрова до 60 – 75 см.

Гидрографическая сеть представлена рекой Обь с правыми притоками Калинина, Черная и протоками Утопляя, Остяцкий Живец, Кривуля.

Месторождение расположено в зоне деятельности НГДУ «С» в районе с максимально развитой производственной инфраструктурой.

В г.С имеется крупный железнодорожный узел, речной порт и аэропорт, способный принимать пассажирские и большегрузные транспортные самолеты.

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 3-С МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Стратиграфическое описание разреза 3-С месторождения проведено в соответствии с «Региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений 3-С равнины», утверждёнными МСК 30.01.1991. Литолого-стратиграфический разрез представлен породами двух структурных комплексов: доюрских образований и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

#### Доюрские отложения (Pz+T)

В пределах месторождения породы фундамента не вскрыты. На сопредельных с месторождением территориях породы туринской серии вскрыты в скважине №131Р Ф месторождения. Породы охарактеризованы керном и представлены базальтами тёмно-зелёного, чёрного и коричневатокирпичного цвета, миндалевидными, брекчированными. Возраст пород классифицируется как триас. Толщина отложений не установлена, вскрытая скважиной №131Р толщина базальтов составляет 1200 м.

#### Мезозойская группа (Mz)

Юрская система (J) в пределах изучаемой территории состоит из трёх отделов: нижний, средний, верхний. Нижний отдел (J<sub>1</sub>) представлен отложениями горелой свиты, которая залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания. Отложения представлены четырьмя пачками пород: песчано-алевритовый пласт ЮС11 (скв. №202Р-Фёдоровская, 203Р-Родникова), перекрывающийся тогурской пачкой и песчано-алевритовый пласт ЮС10 с радомской пачкой в кровле отложений свиты. На наиболее приподнятых участках доюрского основания отложения горелой свиты выклиниваются (толщина изменяется от 180 до 0 м). Возраст отложений горелой свиты – плинсбах-тоарский.

Отложения среднего отдела (J<sub>2</sub>) согласно залегают на породах горелой свиты (только на наиболее приподнятых выступах фундамента с несогласием

лежат на доюрском основании) и представлены нижней, средней и верхней подсвитами тюменской свиты. Нижняя подсвита представляет собой переслаивание песчаников и алевролитов серых с аргиллитами, реже углями (пласты ЮС7–ЮС9). Характерен растительный детрит, встречаются ядра двустворок (возраст ааленский). Отложения средней подсвиты (пласты ЮС5–ЮС6) представлены неравномерным чередованием уплотнённых серых глин и в различной степени глинистых, иногда слабокарбонатных песчаников, возраст – байосский. Верхняя подсвита состоит из аргиллитов от серых до тёмно-серых, чередующихся с глинистыми песчаниками (пласты ЮС2–ЮС4), алевролитами с обильным включением растительного детрита и пирита батский-ранне-келловейского возраста. В кровле отложений тюменской свиты залегает пласт ЮС2, являющийся регионально нефтеносным. Пласт характеризуется резкими фациальными изменениями, литологически представлен переслаиванием песчаников тёмно-серых, плотных, тонко- и мелкозернистых, крепко сцементированных.

Верхний отдел ( $J_3$ ) представлен отложениями васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита (возраст верхне-келловей-оксфордский, толщина – 41–90 м) представлена нижней и верхней подсвитами: нижняя, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тёмно-серыми, плотными, тонкослоистыми, известковистыми с включениями глауконита; верхняя – песчаниками и алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабоизвестковистыми. Песчаники свиты регионально нефтеносны – к ним приурочен пласт ЮС1. Георгиевская свита представляет собой почти чёрные, битуминозные аргиллиты, с прослоями серых, кварцево-палевошпатовых и кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина изменяется от 2 до 7 м, возраст кимериджский. Отложения баженовской свиты представлены в различной степени битуминозными аргиллитоподобными глинами (пласт ЮС0) от тёмно-серого до чёрного цветов с прослоями известняков (толщина – 25–30 м). К отложениям свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Б».



## Меловая система (К)

Система представлена двумя отделами – нижним и верхним, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. В составе нижнего отдела ( $K_1$ ) выделяются сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

Сортымская свита представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевроитов, которые группируются в крупные пачки и толщи. В нижней части свита представлена глинистой подачимовской пачкой (толщина – 20–30 м). Выше залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников и алевроитов с аргиллитами. Верхняя часть сортымской свиты преимущественно глинистая, с редкими линзообразными пропластками песчаников и алевролитов. Время формирования отложений сортымской свиты – берриас-валанжин, толщина – около 400 м. К кровле отложений свиты приурочена песчано-глинистая пачка, в составе которой выделяются песчаные нефтенасыщенные пласты БС10–БС12, которые перекрываются чеускинской пачкой глин (толщина пачки – более 30 м).

Усть-балыкская свита представлена комплексом пород прибрежно-морского генезиса валанжин-готеривского возраста толщиной около 200 м. В составе отложений свиты выделяются песчаные пласты БС1–БС9, представленные песчаниками серыми, часто с прослоями аргиллитов и алевроитов; на месторождении пласты БС1, БС2+3, БС4 промышленно нефтеносны. В средней части отложений свиты выделяется сармановская пачка глин, перекрывающая песчаный пласт БС8. В верхней части свиты залегает пимская пачка, которая представлена тёмно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

Сангопайская свита подразделяется на две подсвиты – верхнюю и нижнюю, отложения которых формировались в условиях мелководья или в замкнутых континентальных бассейнах. Литологически свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и глин, встречаются редкие прослои буровато-серого глинистого сидерита. К отложениям свиты относят песчаные

пласты АС4–АС12 (пласт АС9 – промышленно нефтеносен) готерив-барремского возраста толщиной 136–154 м. Отложения алымской свиты представлены чередованием пачек глин тёмно-серых, почти чёрных с прослоями серых алевроитов и мелкозернистых песчаников. В верхней части свиты выделяется кошайская пачка глин, представленная аргиллитами тёмно-серыми аптского возраста, толщина достигает 105–111 м. Покурская свита (нижняя и средняя подсвиты) завершает разрез нижнего мела, в основном представлена алевролитами с прослоями песчаников.

Верхний отдел ( $K_2$ ). Верхняя часть покурской свиты сложена переслаиванием слабоуплотнённых песков, светло-серых песчаников, серых до тёмно-серых глин и алевролитов с редкими прослоями глинистых известняков; апт-сеноманского возраста и толщиной до 804 м. Кузнецовская свита сложена толщей (до 22 м) морских глин туронского возраста от серых до тёмно-серых, однородных с небольшим содержанием алевроитового материала, обогащённых фауной фораминифер. Отложения берёзовской свиты (136–153 м) подразделяются на две подсвиты: нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Опоки местами переходят в глины опоковидные, светло-серые и серые с аморфной структурой. Глины серые, с голубоватым оттенком, однородные с мелкокорковатым изломом. На поверхностях напластования нитевидные остатки водорослей. Отложения ганькинской свиты толщиной 55 м завершают разрез меловой системы, состоят из глин тёмно-серых, чёрных, переходящих в мергели.

#### Кайнозойская группа ( $Kz$ )

Палеогеновая система (P) подразделяется на три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый. Талицкая свита представлена глинами тёмно-серыми, местами алевроитистыми датского возраста толщиной до 100 м. Люлинворская свита (толщина до 200 м) сложена глинами серыми и тёмно-серыми, мелкозернистыми ниже-среднеэоценового возраста. Тавдинская свита (170 м) представлена глинами серыми, тонкослоистыми до листоватыми, иногда алевроитистыми, с линзовидными включениями алевролита. Атлымская свита

(толщина до 100 м) сложена преимущественно песками светло-серыми, кварцево-полевошпатовыми, мелко- и среднезернистыми, с включениями обугленных растительных остатков. Глины серые, зеленовато-серые, алевроитистые, с прослоями песков и бурых углей. Новомихайловская свита (100 м) представляет собой чередование глин (коричневато-серых, песчанистых и алевроитистых) и песков (серых, мелкозернистых, с включениями растительных остатков); встречаются прослои углей. Туртасская свита представлена алевролитами серыми, сильно глинистыми, слабослюдистыми; толщина свиты достигает 40 м.

#### Четвертичная система (Q)

Отложения системы толщиной до 40 м несогласно залегают на породах верхнего олигоцена. Литологически представлены аллювиальными и озёрно-аллювиальными песками серыми, зеленовато-серыми, коричневато-серыми, полосчатыми с растительным детритом, глинами, суглинками, супесями.

### 2.2 Структурно-тектонические особенности

Геолого-геофизические исследования, проводившиеся в районе 3-С месторождения в период с 1947 по 1957 годы, носили региональный характер; в результате работ были выявлены крупные тектонические элементы I–II порядка: Н и С своды, Ю мегавпадина и ряд других структур. За период 1958–1965 годы на территории Сургутского свода были выявлены структуры II–III порядка: Минчимкинский, Пимский и Федоровский малые валы и осложняющие их Б, В, К, Я, С, С, 3-С, С-С, Ф, Р, В и другие локальные поднятия.

В следствие расположения в пределах месторождения г.С и р.О изученность сейсморазведкой 2Д остаётся низкой – 0.25 пог.км/км<sup>2</sup>.

Согласно выкопировке из тектонической карты Центральной части 3-С плиты (В.И.Шпильман, Н.И.Змановский, Л.Л.Подсосова, 1998) месторождение расположено в юго-восточной части С свода. В тектоническом отношении приурочено к В-С террасе, которая на северо-западе граничит с Ф вершиной, а на востоке – с Я крупным прогибом.

## 2.3 Гидрогеология

С нефтегазоносный район, в пределах которого находится 3-С месторождение, в гидрогеологическом отношении представляет собой центральную часть 3-С артезианского бассейна. В разрезе рассматриваемого района выделяется пять водоносных комплексов, разделённых между собой регионально выдержанными глинистыми водоупорами: олигоцен-четвертичный (первый), турон-олигоценый (второй), апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый).

Подземные воды подмерзлотного и межмерзлотного слоёв имеют подчинённое значение. Подмерзлотный водоносный горизонт литологически представлен песками с прослоями невыдержанных по простирацию глин и алевролитов в верхней части разреза. Надмерзлотный горизонт в пределах рассматриваемого района имеет повсеместное распространение. Литологически горизонт представлен преимущественно переслаиванием мелко- и разнозернистых песков и глин. Нижним водоупором горизонта служат глины или толща многолетнемерзлых пород.

Питание подземных вод четвертичного водоносного горизонта осуществляется, в основном, за счёт инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка осуществляется в гидросеть.

## 2.4 Нефтегазоносность

3-С нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части С свода, по своему геологическому строению является многопластовым и сложным, по величине извлекаемых запасов – крупным.

Промышленно нефтеносными в пределах месторождения являются терригенные отложения сангопайской свиты (пласт АС9), усть-балыкской свиты (пласт БС1), сортымской свиты нижнемелового возраста (пласт БС10+11,), васюганской свиты верхнеюрского возраста и тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт ЮС2). На месторождении в четырех продуктивных пластах выявлено 15 залежей нефти, которые в различной

степени совпадают в плане. Этаж нефтегазоносности на месторождении составляет 988 м: изменяется от 1863.7 м (кровля нефтенасыщенного коллектора пласта АС9) до 2851.3 м (подошва нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС2). Продуктивность залежей подтверждена результатами испытаний скважин.

Часть площади 3-С месторождения занимают санитарно-защитная зона города С и водоохранная зона реки О.

#### Пласт БС1

В разрезе пласта БС1 выделяются два основных регрессивных цикла осадконакопления, которые ранее индексировались как пласты БС1/1 и БС1/2. Песчано-алевритовые тела нижнего цикла (БС1/2) представляют собой отдельные линзы, иногда гидродинамически связанные друг с другом, чаще изолированные. Песчано-алевритовые прослои верхнего цикла (БС1/1) представлены отложениями вдольбереговых баров, в пределах которых пласт хорошо выдержан и слабо расчленён. Два крупных баровых тела выделяются в северной и южной частях месторождения; в средней части проходит граница между барами (район скважины №183Р), характеризующаяся увеличением расчленённости и ухудшением коллекторских свойств. Это наглядно иллюстрируется рисунками 2.1.9 – 2.1.13, на которых представлены карты геологических параметров пласта.

Залежь пласта расположена в центральной части лицензионного участка, границы залежи контролируются скважинами, вскрывшими с кровли водонасыщенный пласт. При опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 4.0 до 122 м<sup>3</sup>/сут. По типу залежь – пластовая сводовая; ВНК принят на отметке 2009.2 м. Размеры залежи составляют 22х9.5 км, высота – 56 м. Кровля нефтенасыщенных коллекторов по скважинам вскрыта на абсолютных отметках от 1951.4 до 2051.9 м, нефтенасыщенная толщина изменяется от 0.6 м (скв. №352) до 13.2 м (скв. №1456).

Характеристика толщин и неоднородности строения продуктивной части пласта по скважинам: общая толщина в среднем равняется 15.9 м,

нефтенасыщенная – 4.7 м, расчленённость – 2, коэффициент песчанистости – 0.39. Фльтрационно-емкостные свойства коллекторов по ГИС высокие: проницаемость –  $620.9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – 0.27, коэффициент нефтенасыщенности – 0.61. Глинистый раздел между нефтью и водой по скважинам достигает 11 м, в среднем составляя 1 м. Изменчивость коллекторских свойств иллюстрируется геолого-статистическими разрезами по эксплуатационным блокам и в целом по пласту. лучшими коллекторскими свойствами обладает блок 5, расположенный в южной части залежи.

#### Пласт БС10+11

Пласт БС10+11 в целом является регрессивно-трансгрессивной толщей прибрежно-морского генезиса и представлен чередованием песчаных, глинистых и плотных прослоев. Ранее пласты БС10 и БС11 рассматривались как разные подсчётные объекты, кроме того, в пределах пласта (горизонта) БС10 выделялись три последовательно перекрывающих друг друга регрессивных цикла отложений, индексированные как пласты БС10/1, БС10/2 и БС10/3. Но в результате бурения и комплексного изучения отложений этих пластов выяснилось, что по условиям образования, литолого-минералогическим особенностям и ФЕС породы пласта БС11 близки к отложениям горизонта БС10, а так же отмечаются участки, где характер распространения песчаных тел приобретает элементы клиноформного залегания, и выделить границы зональных интервалов (пластов) здесь можно лишь условно – всё это позволяет рассматривать отложения обоих пластов совместно, как пласт БС10+11.

#### Пласт ЮС2

Пласт представлен одной залежью, которая занимает всю территорию лицензионного участка, имеет региональный характер распространения и прослеживается на В-С, Ф, С и других месторождениях. При последнем подсчёте запасов в отложениях тюменской свиты был выделен один подсчётный объект – пласт ЮС2 (верхняя нефтенасыщенная часть горизонта ЮС2), при дальнейшем разбуривании залежи в нижней части горизонта ЮС2

были выявлены нефте-водонасыщенные коллекторы, в связи с этим верхняя часть горизонта ЮС2 условно названа как пласт ЮС2/1, а нижняя – ЮС2/2. Продуктивность подтверждена результатами испытаний скважин – при опробовании пласта были получены притоки нефти дебитами от 0.2 до 47.4 м<sup>3</sup>/сут. По типу залежь является стратиграфической с зонами литологического замещения, размеры залежи в пределах 3-С ЛУ составили 25.2х21.1 км. Кровля нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС2 вскрыта на абсолютных отметках от 2576 (скв. №6507) до 2823.7 м (скв. №64Р).

Отложения пласта представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, часто обогащённых углистым материалом, имеют сложный литологический состав, изменчивы, не выдержаны по площади.

Общая толщина пласта в среднем составляет 23.3 м, нефтенасыщенная – 4.2 м. В продуктивной части пласт представлен в среднем четырьмя пропластками, коэффициент песчаности – 0.21. Средние ФЕС пласта (по ГИС) невысокие: проницаемость –  $11.2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, коэффициент пористости – 0.17, коэффициент нефтенасыщенности – 0.63.

## 2.5 Свойства и состав нефти и нефтяного газа

Физико-химическая характеристика пластовых флюидов 3-С месторождения изучена на образцах глубинных проб методами однократного и дифференциального разгазирования.

Внутренняя согласованность параметров, характеризующих пластовую нефть всех объектов разработки, проверена и откорректирована.

### Пласт БС<sub>1</sub>

Состав и свойства пластовых нефтей пласта БС<sub>1</sub> изучены достаточно детально: исследовано 24 глубинные пробы из 18 скважин и 48 поверхностных проб из 30 скважин. По материалам исследований средняя величина газового фактора (при дифференциальном разгазировании) составляет 38 м<sup>3</sup>/т при плотности дегазированной нефти – 883 кг/м<sup>3</sup> и пересчетном коэффициенте – 0.92. Давление насыщения нефти газом существенно ниже пластового давления (соответственно 9.0 МПа и 20.1 МПа). По данным экспериментальных

исследований вязкость нефти в условиях пласта колеблется в широких пределах от 4 до 13.74 мПа·с, что связано, в первую очередь, с техническими недостатками измерительных приборов и большим количеством организаций-исполнителей, использующих различные технологии измерений (основной объем исследований выполнен в 1963 – 1979 гг. Центральной лабораторией Главтюменгеологии, институтами Гипровостокнефть, Гипротюменнефтегаз, СибНИИНП). Для определения наиболее объективного среднего значения вязкости пластовой нефти пробы, имеющие высокие значения, были отбракованы. При этом вязкость пластовой нефти составляет в среднем 5.48 мПа·с.

Растворенный нефтяной газ средней и пониженной жирности, суммарная концентрация углеводородов группы ( $C_2 - C_4$ ) в среднем составляет 239 г/м<sup>3</sup>. Дегазированная нефть характеризуется относительно высокой плотностью (от 877 до 897 кг/м<sup>3</sup>) и пониженным выходом фракций, выкипающих до 300<sup>0</sup>С (от 28 до 42 % объемных). Массовое содержание серы в нефти в среднем около 1.77 %. По результатам анализов нефти концентрация ванадия составляет в среднем 52 г/т, никеля – 7 г/т.

#### Пласты БС<sub>10-11</sub>

Физико-химическая характеристика пластовых газонасыщенных нефтей пластов БС<sub>10-11</sub> изучены на образцах 40 глубинных проб из 28 скважин методом однократного разгазирования (30 проб из 27 скважин исследовано методом дифференциального разгазирования) и 74 поверхностные пробы из 63 скважин.

По материалам исследований средняя величина газового фактора (при дифференциальном разгазировании) составляет 44 м<sup>3</sup>/т при плотности дегазированной нефти – 883 кг/м<sup>3</sup> и пересчетном коэффициенте – 0.91. Давление насыщения нефти газом существенно ниже пластового давления (соответственно 9.9 МПа и 22.5 МПа).

Дегазированные нефти по технологической классификации средней плотности и тяжелые (в среднем 886 кг/м<sup>3</sup>), вязкие (34.53 мПа·с), смолистые (9.83 %), парафинистые (3.59 %), сернистые и высокосернистые (2.03 %), с



выходом фракций до 300<sup>0</sup>С в среднем около 34 % объемных. Технологический шифр нефтей – III Т<sub>3</sub> П<sub>2</sub>. В качестве микрокомпонентов присутствуют ванадий (в среднем 38 г/т), никель (7 г/т).

#### Пласты ЮС<sub>2</sub> (ЮС<sub>1</sub>)

Физико-химическая характеристика пластовых газонасыщенных нефтей пласта ЮС<sub>2</sub> изучены на образцах 20 глубинных проб из семи скважин методом однократного разгазирования (14 проб исследовано методом дифференциального разгазирования) и 12 поверхностных проб из девяти скважин (включая одну поверхностную пробу из скважины №2507 пласта ЮС<sub>1</sub>).

Глубинными пробами пласт ЮС<sub>1</sub> не охарактеризован, поэтому физико-химическая характеристика пластовых газонасыщенных нефтей и подсчетные параметры приняты по аналогии с пластом ЮС<sub>2</sub>.

По материалам исследований средняя величина газового фактора (при дифференциальном разгазировании) составляет 52 м<sup>3</sup>/т, плотность дегазированной нефти – 873 кг/м<sup>3</sup>, пересчетный коэффициент – 0.88. Давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления (в среднем составляет 9.2 МПа).

В компонентных составах жидкой и газовой фаз концентрация нормальных углеводородов заметно выше концентрации их изомеров, что характерно для чисто нефтяных залежей, не затронутых процессами биодегградации (или слабо биодегградированных).

Дегазированные нефти по технологической классификации средней плотности (878 кг/м<sup>3</sup>), вязкие (30.56 мПа·с), смолистые (8.28%), парафинистые (2.72 %), сернистые (1.58 %), с выходом фракций до 300<sup>0</sup>С в среднем около 36 % объемных. Технологический шифр нефтей – II Т<sub>2</sub> П<sub>2</sub>. В качестве микрокомпонентов присутствуют ванадий (в среднем 30 г/т), никель (12 г/т).

В соответствии с положениями нормативных документов в качестве подсчетных параметров, зависящих от свойств нефти и растворенного газа,

приняты характеристики продукции скважин, определенные в условиях дифференциального (ступенчатого) разгазирования пластовой смеси.

## 2.6 Запасы углеводородов

На 3-С месторождении по материалам проведенных геологоразведочных работ и эксплуатационного разбуривания в 2007 году выполнен пересчет запасов нефти и газа. Запасы углеводородов оценены по продуктивным пластам АС<sub>9</sub>, ВС<sub>1</sub><sup>1</sup>, ВС<sub>1</sub><sup>2</sup>, ВС<sub>2-3</sub>, ВС<sub>4</sub>, ВС<sub>10</sub>, ВС<sub>11</sub>, ВС<sub>12</sub>, ЮС<sub>1</sub>, ЮС<sub>2</sub> и утверждены (протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2008 №1656) в объеме:

Геологические запасы:

- нефти: 449267 тыс.т (категории АВС<sub>1</sub>), 25190 тыс.т (категория С<sub>2</sub>);
- растворенного газа: 18988 млн.м<sup>3</sup> (категории АВС<sub>1</sub>), 1272 млн.м<sup>3</sup> (категория С<sub>2</sub>).

Извлекаемые запасы:

- нефти: 202603 тыс.т (категории АВС<sub>1</sub>), 2661 тыс.т (категория С<sub>2</sub>).

Коэффициенты нефтеизвлечения:

- 0.451 (категории АВС<sub>1</sub>), 0.106 (категория С<sub>2</sub>).

По состоянию на 01.01.2008 г. на Государственном балансе числятся запасы нефти и растворенного газа в объеме:

Геологические запасы:

- нефти: 486764тыс.т (категории АВС<sub>1</sub>), 21134 тыс.т (категория С<sub>2</sub>).

Извлекаемые запасы:

- нефти: 193360 тыс. т (категории АВС<sub>1</sub>), 5354 тыс. т (категория С<sub>2</sub>);
- растворенного газа: 7402 млн.м<sup>3</sup> (категории АВС<sub>1</sub>), 223 млн.м<sup>3</sup> (категория С<sub>2</sub>).

Коэффициенты нефтеизвлечения:

- 0.397 (категории АВС<sub>1</sub>), 0.253 (категория С<sub>2</sub>).

Пересчитанные геологические запасы по сравнению с числящимися на балансе уменьшились по категориям ВС<sub>1</sub> на 37497 тыс.т и увеличились на 4056 тыс.т по категории С<sub>2</sub> (-7.7 и +19.2 % соответственно).

Наибольшая часть запасов промышленных категорий сосредоточена в пластах  $BC_{10-11}$  – 253434 тыс.т (56.4 %).

#### Рисунок 2.1 – Распределение запасов по пластам

Запасы категории  $C_2$  в целом по месторождению составляют 5.3 % от суммарных.

Часть залежей пластов  $BC_{10}$ ,  $YC_1$  и  $YC_2$  расположена в пределах городской черты, зеленой зоны г. С и водоохранной зоны реки О, в пределах водоохранной зоны сосредоточено 141239 тыс.т нефти по категориям  $ABC_1$  и 8801 тыс.т по категории  $C_2$ .

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

### 5.1 Производственная безопасность

#### 5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок; 2. Обслуживание фонда скважин; 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток; 3. Пожароопасный фактор.	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

### 5.1.2 Вредные факторы

#### Превышение уровней шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах (дБ), не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [13]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [13].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 2.

Таблица 2– Предельно допустимые уровни звукового давления [13].

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий		107	95	87	82	78	75	73	71	69	(в дБА)
											80

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума: наушники, противοшумные вкладыши (бируши), перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [17].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка

прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках 3-С нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры,
- скорость движения, относительная влажность, давление).

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

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

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

– в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

#### Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: диоксид азота – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup> [15].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

### 5.1.3 Опасные факторы

#### Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [21]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м <sup>3</sup>	—	4
	1 м <sup>3</sup>		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [21]. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м<sup>3</sup> тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.



## Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [19], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [19].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

#### Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [28].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды (таблица 3)

Таблица 3 – Определение группы сосуда

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

## 5.2 Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

### Оценка воздействия на геологическую среду

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции

существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

#### Оценка воздействия на атмосферный воздух

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов.

В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- электроды сварочных агрегатов.

#### Оценка воздействия на гидросферу

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;

- возможным захлаплением русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

#### 5.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;

- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

### 5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия: 1) строительство водопропускных труб; 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода; 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика); 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов; 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав; 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды; 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство

обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

#### 5.3.1 Анализ вероятных ЧС на 3-С месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для 3-С месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до  $-45^{\circ}\text{C}$ ) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ( $+23^{\circ}\text{C}$ ) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газозо-душных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

#### 5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры[23]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

##### 5.4.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.



При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

#### 5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на

работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника[27].

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Состояние разработки данного месторождения, находится на завершающей стадии. Это характеризуется падением дебитов и ростом обводненности продукции. Утвержденный проектный фонд скважин реализован на «х» %.

В «гггг» году в эксплуатации на нефть перебивало х скважин, средний дебит скважин по нефти составлял «х» т/сут при обводненности продукции «х» %. Минимальный процент обводненности продукции составил «х»%. Текущая добыча нефти на месторождении обеспечивается тремя эксплуатационными объектами: БС10+11 – «х» тыс. т (64 %), ЮС2 – «у» тыс.т (16 %) и БС1 – «z» тыс.т (13 %). К этим объектам приурочен основной объем текущих извлекаемых запасов нефти, вовлеченных в разработку.

По состоянию на «гггг» год, накопленная добыча нефти по месторождению составляет «х» тыс.т, отбор от утвержденных извлекаемых запасов – «х» %, текущий КИН – «х», утвержденный – «у».

Энергетическое состояние разрабатываемых залежей по месторождению оценивается как вполне удовлетворительное.

Методика исследований и контроля над энергетическим состоянием эксплуатационных объектов, обеспечивающих разработку месторождения, осуществляется в полном объеме. Среднее пластовое давление по месторождению составляет 23,5 Мпа, что не критически ниже начальных 24 МПа.

Перспектива дальнейшей разработки месторождения будет определяться разрабатываемыми объектами БС10+11, ЮС2 и БС1, а также введением новых эксплуатационных объектов при подтверждении их геологических моделей.

Главы 3,4 и список использованных источников исключены из данного документа по причине содержания их коммерческой тайны.