

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оценка эффективности применения термохимического метода на Русском  
нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, канд. техн. наук Е.В. Безверхая  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ Т.В. Ерофеева  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ Е.В. Мусияченко  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка эффективности применения термохимического метода на Русском нефтегазоконденсатном месторождении» содержит 70 страницы текстового документа, 12 таблиц, 14 формул, 5 иллюстраций, 31 использованный источник.

НЕФТЬ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПЛАСТ, ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД, ВЫСОКАЯ ВЯЗКОСТЬ.

Объект выпускной квалификационной работы – пласт ПК<sub>1</sub> Русского месторождения.

Цель выпускной квалификационной работы: исследование и оценка эффективности применения термохимического метода.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- изучение литературных источников по теме работы;
- исследование применимости термохимического метода;
- проведение расчетов распределения температур и насыщенных в пласте;
- анализ полученных результатов и оценка эффективности применения термохимического метода на данном месторождении.

Актуальность данной работы обуславливается тем, что разработка месторождений с высоковязкой нефтью – одна из существующих проблем.

В результате работы выявлена довольно высокая эффективность применения термохимического метода. Были подсчитаны распределение тепла, выделившегося в результате реакции, предполагаемый дебит и другие параметры.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	9
1.2.1 Тектоника .....	15
1.2.2 Нефтегазоносность.....	17
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	20
1.4 Физико-химические свойства нефти и газа.....	24
1.5 Запасы нефти и газа. КИН.....	29
2 Технологическая часть .....	32
2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения .....	32
2.2 Анализ эффективности примененных методов МУН и ППД .....	36
2.2.1 Закачка термальных вод .....	36
2.2.3 Вытеснение растворами полимера .....	39
3 Специальная часть.....	40
3.1 Термохимический метод .....	40
3.2 Способы эффективного применения БС.....	41
3.3 Расчеты по термохимическому методу.....	43
3.4 Технические мероприятия для осуществления термохимического метода.....	49
4 Безопасность и экологичность .....	53
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	53
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	54
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	55
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	57

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	58
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ....	61
Заключение .....	64
Список сокращений .....	65
Список использованных источников .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы тяжелых нефтей и природных битумов. По разным оценкам их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5-6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости.

Геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляет от 70 до 75 млрд. тонн, однако их извлечение и переработка являются трудной задачей и требуют использования специальных дорогостоящих технологий. Но несмотря на это, добыча таких нефтей в настоящее время – приоритетное направление для комплекса топливно-энергетической промышленности страны. Постоянно ведутся работы по изучению, совершенствованию и созданию новых технологий по извлечению ВВН.

Одним из крупнейших по запасам высоковязких нефтей в России является Русское НГКМ, которое после долго периода консервации снова было введено в эксплуатацию в 2018 г. Но проблема разработки данного месторождения, связанная в основном с высоковязкими нефтями, до сих пор остается актуальной.

Целью моей работы является рассмотрение термохимического метода увеличения нефтеотдачи на примере Русского месторождения, которое должно путем выделения большого количества тепла в результате реакции уменьшить вязкость нефти, тем самым облегчив ее извлечение.

## 1 Геология месторождения

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Русское месторождение расположено в северной части Пур-Тазовского междуречья Западно-Сибирской равнины и в административном отношении относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Обзорная карта ЯНАО

Административный центр Тазовского района п. Тазовский расположен в 110 км к северо-западу от границы месторождения. Ближайший населенный пункт Тазовского района п. Тибейсале находится в 65 км к северо-западу. Коренное население района - ненцы, ханты, их доля составляет около 38,7 % от общей численности населения района. Среди миграционного населения преобладают русские, украинцы, татары.

Ведущие отрасли хозяйства – газовая промышленность, геологоразведочные работы. Традиционные отрасли: оленеводство, охотничий промысел, рыболовство, сбор дикоросов. Материально-технические базы расположены в поселках Тазовский и Газ-Сале.

В районе участка отсутствует какая-либо инфраструктура: дорожная сеть, объекты электроснабжения, трубопроводы, населенные пункты, базы производственного обслуживания. В границах участка реки не судоходны на весь период открытой воды.

При освоении месторождения грузы могут доставляться на железнодорожную станцию «Коротчаево» и речной порт «Уренгой», далее доставка автотранспортом по автодороге (115 км) и зимнику (40 км).

Ближайший аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, принимающий самолеты типа ТУ-154, АН-12 и ИЛ-76, находится в г. Н-Уренгой. В п. Тазовский в зимнее время действует аэропорт с ледовой полосой, площадки для приема вертолетов имеются в п. Тазовский и Газ-Сале [1].

Территория месторождения представляет собой плоско-волнистую прибрежно-морскую и озерно-аллювиальную заболоченную и заозеренную равнину со слаборасчлененным и слабодренированным рельефом, преобладающие абсолютные отметки в границах участка – 40-60 м. В составе гидрологической сети главным элементом выступают озера, площадь которых составляет около 12,0 % территории. Преобладают малые и средние по размерам озера, с площадью акватории до 1 км<sup>2</sup>. Наиболее характерные глубины – 0,8-2,0 м. Глубина некоторых озер может достигать 4-5 м, что

позволяет использовать их для технического водоснабжения буровых установок.

Речная сеть относится к бассейну р. Таз и включает в себя притоки 2-4 порядков. Большая часть водотоков относится к категории малых, имеют незначительную длину и малые глубины. Наибольшую протяженность имеет р. Малая Тыдыоттаяха (113 км), представленная в пределах месторождения своим верхним течением. В летнюю межень реки сильно мелеют, а зимой промерзают до дна на протяженных участках. Точных сведений о локализации водоносных горизонтов в настоящее время нет. Для водоснабжения поисковых скважин необходимо проведение специальных гидрогеологических изысканий [2].

Среднегодовая температура отрицательна  $-8,5$  °С. Средняя температура самого холодного месяца  $-27,1$  °С, а самого жаркого  $+14,6$  °С. Абсолютный минимум температуры составляет  $-61$  °С, абсолютный максимум  $+37$  °С. Годовая сумма осадков составляет 531 мм, при этом подавляющее количество (до 353 мм) выпадает в теплый период (с апреля по октябрь). Преобладающее годовое направление ветров – южное. В январе преобладают ветры южного и юго-восточного, в июле – северного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,7 м/сек.

Снежный покров образуется 10 октября, сход снега происходит 5 июня. Продолжительность снежного покрова составляет 239 дней. При небольшой средней высоте снежного покрова на открытых местах (в среднем 41 см), его распределение крайне неравномерно, в понижениях рельефа снежный покров может достигать 200-220 см.

По геокриологическим условия район относится к Северо-Пур-Тазовской области сплошного распространения многолетнемерзлых горных пород. Многолетнемерзлые породы развиты на всех геоморфологических уровнях, а несквозные талики небольшой мощности существуют только под водоемами – руслами рек и акваториями крупных озер. Среднегодовые температуры многолетнемерзлых пород в пределах месторождения изменяется от минус 5,0



°С до минус 1,5-2,0 °С. Глубина сезонного протаивания изменяется от 0,3 до 2,0 м в зависимости от состава пород и характера растительного покрова.

## 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Обзор геологического строения Русской площади дан по результатам геофизических исследований и поисково-разведочного бурения, как в пределах Русского вала, так и с учетом ближайших площадей ЯНАО.

В геологическом строении Русского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского гетерогенного фундамента. Стратиграфическое расчленение разреза платформенного чехла на Русском месторождении произведено в соответствии с утвержденной в январе 1991 г. [3] МСК стратиграфической схемой мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины и отражено на рисунке 1.2.

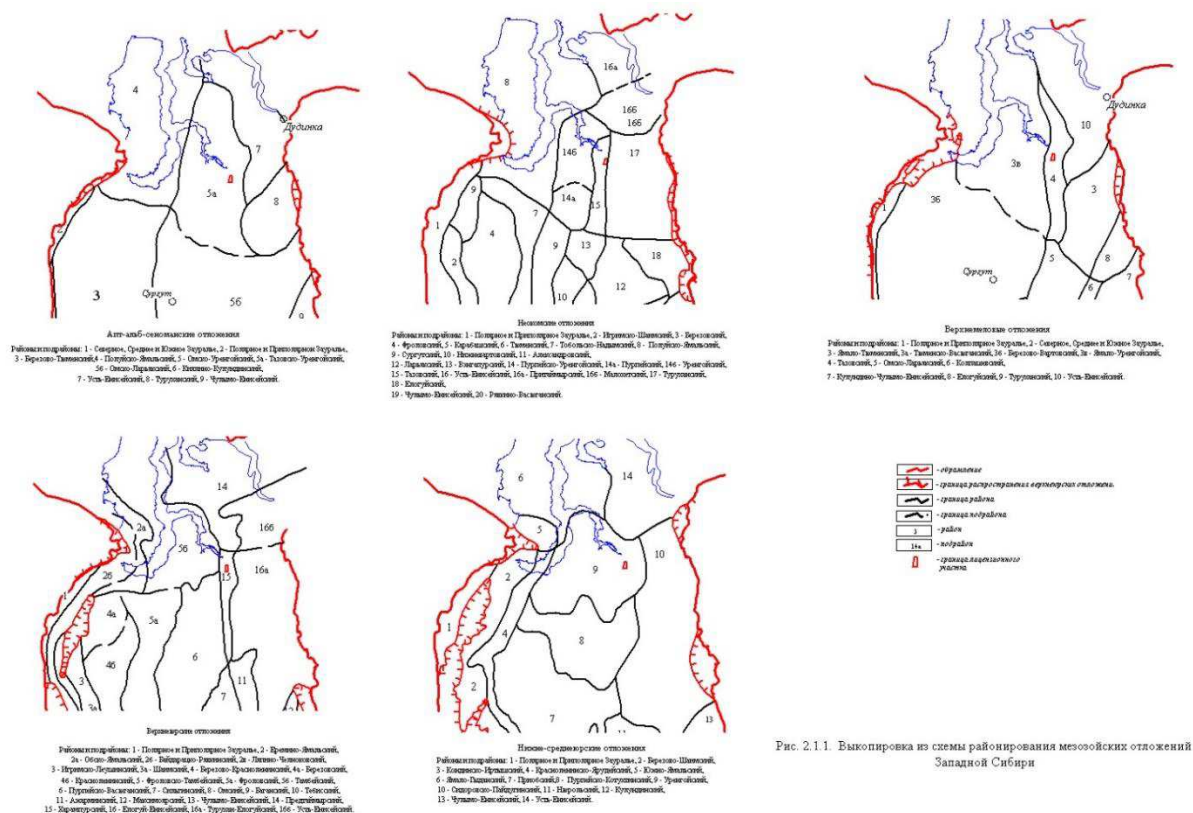


Рис. 2.1.1. Выкопировка из схемы районирования мезозойских отложений Западной Сибири

## Рисунок 1.2 – Стратиграфическая схема мезазойско-кайнозойский отложений

Палеозойские отложения (фундамент). Домезозойские породы вскрыты скважинами 21 и 24 на соседней Южно-Русской площади. Породы складчатого фундамента на Южно-Русском месторождении представлены чёрными глинистыми сланцами с туфами и толщами метаморфизованных известняков тёмно-серого цвета.

Отложения фундамента несогласно перекрываются породами осадочного чехла, представленного континентальными, морскими и прибрежно-морскими отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

Триасовая система. В основании ортоплатформенного чехла залегают терригенные осадки триасового возраста, выделяемые в тампейскую серию в составе пурской, варенгаяхинской и витютинской свит.

В изученных разрезах на Уренгойской (скв. 11, 14), Геологической (скв. 35), Южно-Русской (скв. 21) и других площадях тампейская серия представлена переслаиванием темно-серых аргиллитов с подчиненными пластами песчаников и, выше по разрезу, конгломератов толщиной до 10-15 м.

Юрская система. Отложения юрской системы залегают согласно на тампейской серии и представлены тремя отделами.

Нижне-среднеюрские отложения на Русском месторождении не вскрыты. По результатам бурения на Южно-Русской площади объединяются в заводоуковскую серию, формирование терригенных осадков которой происходило в основном в континентальных условиях. Заводоуковская серия в рассматриваемом районе подразделяется на 4 свиты (снизу-вверх): береговую, ягельную, котухтинскую и тюменскую.

Береговая (или новоуренгойская) свита залегает согласно на тампейской серии и представлена серыми и зеленовато-серыми. Цемент глинистый, известково-глинистый. Мощность свиты 190-207 м. Пласты Ю<sub>20</sub>-Ю<sub>23</sub>.

Ягельная свита представлена темно-серыми аргиллитами, тонкоотмученными, местами алевритистыми, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда с карбонатным цементом. Мощность свиты 73-150 м. Пласты Ю<sub>18</sub>-Ю<sub>19</sub>.

Котухтинская свита ( $J_1^p$ - $J_1^a$ ) залегает согласно на подстилающих породах, подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена песчаниками, серыми, зеленовато-серыми, прослоями известковистыми, чередующимися с алевролитами и уплотненными глинами, выделяемых в составе пластов ЮВ<sub>11</sub>, и глинами тогурской пачки в кровле, темно-серых, аргиллитоподобных, прослоями слабобитуминозных, углистых с прослоями алевролитов. Мощность подсвиты 330-350 м. Пласты Ю<sub>13</sub>-Ю<sub>17</sub>.

Верхняя подсвита по литологии близка к вышеописанной толще, отличается лишь несколько большим содержанием пластов песчаников. Мощность подсвиты 220-230 м. Пласты Ю<sub>10</sub>-Ю<sub>12</sub>.

Тюменская свита ( $J_2^a$ - $J_3^{k-1}$ ) залегает согласно на подстилающих породах и, судя по разрезам скважин 29, 33, 53, 54 на Тазовской, 14, 21, 24 на Южно-Русской площадях, представлена частым неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитоподобных глин с серыми и глинистыми светло-серыми алевролитами, песчаниками и отдельными прослоями углей толщиной до 3 м. Значительные по мощности (5-10 м) песчаные пласты развиты преимущественно в нижней части свиты. Мощность свиты 460-550 м. Пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>9</sub>.

Верхнеюрские отложения образуют даниловскую серию морских трансгрессивных, преимущественно глинистых отложений. Песчаные отложения в составе серии развиты на востоке Западно-Сибирского региона.

На Русском месторождении данные отложения вскрыты скважинами 26, 151, 152. В составе серии восточной части Тазовского фациального района выделяются васюганская и марьяновская свиты, которые также вскрыты скважинами на Тазовской и Южно-Русской площадях.

Васюганская свита ( $J_3^{cm-v}$ ) по литологии подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, от тонкоотмученных до алевролитовых, с прослоями песчаников и алевролитов в основании толщи. Мощность подсвиты 35-60 м.

Верхняя подсвита сложена песчаниками и алевролитами серыми с буроватым оттенком и разделяющими их аргиллитоподобными глинами темно-серыми. Мощность подсвиты 30-60 м. Пласты  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^3$  и  $Ю_1^4$ .

Марьяновская свита ( $J_3^v-K_1^b$ ) залегает согласно на отложениях васюганской свиты. В ее составе преобладают глины аргиллитоподобные, темно-серые с неравномерным буровато-коричневым оттенком, тонкоотмученные, реже алевролитовые, в верхней части прослоями битуминозные. Мощность свиты 75-110 м.

Меловая система. Отложения меловой системы представлены обоими отделами, которые разделяются на три крупных серии или надгоризонта: зареченский, покурский и дербышинский. На Русской площади они вскрыты скважинами 12, 25, 26, 40, 70, 71, 150, 151, 152, 154.

Зареченский надгоризонт объединяет преимущественно морские песчано-алеврито-глинистые осадки берриасс-раннеаптского возраста. В составе надгоризонта в пределах рассматриваемого фациального района выделяются: мегионская, заполярная и малохетская свиты.

Мегионская свита ( $K_1^{b-v}$ ) залегает согласно на подстилающих породах и представлена аргиллитоподобными глинами, темно-серыми, нередко с зеленоватым оттенком, тонкоотмученными и алевролитистыми, с горизонтально-слоистой и линзовидно-волнистой текстурой. В основании свиты на Русской площади развиты клиноформенные алевролитопесчаные пласты ачимовской толщи, количество и мощность которых увеличивается на восточном крыле Русского вала. В верхней части свиты глины чередуются с прослоями и пластами песчаников, светло-серых с глинистым и карбонатным цементом. Пласты БТ<sub>9</sub>-БТ<sub>15</sub>. Мощность – 500-550 м.

Заполярная свита ( $K_1^{v-h}$ ) сложена чередованием сероцветных песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями алевролитистых глин. Мощность свиты 570-600 м. Пласты  $BT_0$ - $BT_8$ ,  $AT_{10-11}$ .

Ереямская (малохетская) свита ( $K_1^{br-ap}$ ) сформировалась в условиях продолжающейся регрессии моря и залегает с позднеготеривским перерывом на подстилающихся отложениях. Свита представлена в основном песчано-алевролитовыми сероцветными породами с малопротяженными прослоями и пластами серых глинистых алевролитов и зеленовато-бурых, реже черных, углистых глин. Встречаются линзы и пропластки бурых углей. Мощность свиты 265-350 м. Пласты  $MX_1$ - $MX_{10}$ .

Покурский надгоризонт объединяет позднеапт-сеноманские отложения, сформировавшиеся преимущественно в континентальных условиях. В рассматриваемом фациальном районе покурский надгоризонт выделяется в объеме одноименной свиты.

Покурская свита ( $K_1^{ap-sm}$ ) залегает, предположительно, с размывом на подстилающих отложениях и представлена осадочными породами континентального и прибрежно-морского генезиса. В составе свиты преобладают песчаники и алевролиты, неравномерно переслаивающиеся с глинами. Пески и песчаники, серые и светло-серые, разномерные кварц-полевошпатовые, слюдистые, нередко каолинизированные, иногда с глауконитом и зернами янтаря, с пропластками бурого угля. Мощность песчаных пластов достигает 10-15 м, реже 30 м. Глины серые и темно-серые, обычно алевролитистые, слабослюдистые, с обильным содержанием обугленного растительного детрита, с включением стяжений сидерита и зерен пирита. Мощность глинистых пластов и пачек на коротких расстояниях изменяется от 0,5-2,0 до 25 м. Мощность свиты 810-1000 м.

Дербышинский надгоризонт объединяет верхнемеловые отложения (без сеноманского яруса), формирование которых происходило в условиях длительной морской трансгрессии, продолжавшейся на протяжении турон-маастрихтского веков.

В составе верхнемеловых отложений рассматриваемой площади выделяются: кузнецовская, часельская и танамская свиты.

Кузнецовская свита ( $K_2^{t-kn}$ ) в Тазовском фациальном районе подразделяется на четыре пачки.

В нижней части свиты выделяются две пачки общей толщиной 45-60 м. Нижняя (мамийская) пачка представлена темно-серыми и буровато-черными, слабоалевритистыми, тонколистоватыми глинами. Породы характеризуются повышенной битуминозностью и значительным содержанием углистого детрита. Мощность пачки 6-10 м, пласт ПК<sub>0</sub>. Вторая (лукияхинская) пачка сложена зеленовато-серыми. Количество алевритового материала с запада на восток увеличивается к кровле пачки, вследствие чего граница с вышележащей газсалинской пачкой является «скользящей».

Газсалинская пачка представлена переслаиванием глинистых зеленовато-серых алевролитов и песчаников, слюдистых с глауконитом, с тонкими линзовидными прослоями скрытокристаллических известняков. Мощность пачки 33-60 м.

Венчает разрез кузнецовской свиты мяраяхинская пачка глинистых пород, содержащая маломощные прослои алевролитов. В северо-восточном направлении пачка постепенно выклинивается за счет замещения алевролитопесчаными отложениями. Мощность пачки 20-30 м.

Часельская свита ( $K_2^{kn-km}$ ) подразделяется на две подсвиты.

Нижнечасельская подсвита сложена глинами серыми, опоковидными, слабоалевритистыми, гидрослюдистыми. Кровля подсвиты проводится по поверхности регионально прослеживаемого пласта кремнистых аргиллитов толщиной 20-22 м. Мощность подсвиты 65-100 м.

Верхнечасельская подсвита характеризуется заметным увеличением в ее составе песчано-алевритового материала, образующего чередование пачек серых глинистых алевролитов с редкими прослоями песчаников и темно-серых с зеленоватым оттенком, слабослюдистых глин с пластами опок в основании толщи. Мощность свиты 320-500 м.

Танамская свита ( $K_2^{mt}$ ) объединяет глинисто-песчано-алевролитовые отложения. Алевролиты, слагающие основную часть разреза, глинистые, зеленовато-серые, слюдистые, слабоуплотненные, прослоями – песчанистые. Глины серые и зеленовато-серые, местами известковистые. Пески и песчаники с глауконитом и лептохлоритом имеют подчиненное значение в разрезах Русской площади. Мощность свиты 85-120 м.

Палеогеновая система. Песчано-алеврорито-глинистые и глинисто-кремнистые отложения палеоценового и эоценового отделов, сформировавшиеся преимущественно в морских условиях, объединены в называемый надгоризонт.

Тибейсалинская свита сложена в нижней части углистыми глинами с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней – преимущественно алеврорито-песчаными породами, нередко каолинизированными. Венчает разрез свиты пачка темно-серых глин мощностью 5-10 м. Однако она сохранилась от размыва лишь на глубоко погруженных крыльях Русского вала. Мощность свиты 35-170 м.

Четвертичная система. Осадки четвертичной системы на площади работ развиты повсеместно и залегают на различных слоях размывтой поверхности тибейсалинской свиты. На водоразделах они представлены средне-верхнечетвертичными глинистыми ледниково-морскими песками с гравийно-галечниковыми прослоями, перекрытыми современными суглинками и супесями. Широко развит аллювиальный и озерно-аллювиальный комплекс песчано-алевроритоглинистых отложений надпойменных террас, пойм, озер и болот. Мощность четвертичных отложений 45-100 м.

### **1.2.1 Тектоника**

Русское месторождение приурочено к Западно-Сибирской геосинеклизе, фундаментом которой являются салаириды, но они расположены на простирании герцинид Обь-Тазовской складчатой системы. В пределах

месторождения палеозой на своде поднятия и его крыльях имеет разное строение, определяемое разломом на западном крыле вала.

Разлом, отделяющий приразломный Русский вал от орогенного прогиба, разделяющего Заполярный и Русский блоки, возник в эпоху герцинской кратонизации и консеквентно подновился в послемеловое время.

Русский вал является северной частью Русско-Часельского мегавала, который осложняет восточную часть Надым-Тазовской синеклизы. Русско-Часельский мегавал на западе примыкает к Хадырьяхинской моноклинали, а на востоке – к Нижнетазовской впадине, переходя к северу в виде периклинали – в Большехетскую впадину. Крылья мегавала симметричные, пологие, и лишь в пределах именно Русского вала разбиты сбросами.

По данным Чичинова М.Н. Русский вал наибольшую площадь как замкнутая структура имел по горизонту Б<sub>40</sub> (амплитуда 290 м), Г (амплитуда 320 м) и С<sub>4</sub> (амплитуда 294 м). Наибольшая крутизна крыльев в пределах замкнутой структуры установлена по горизонтам Т<sub>1</sub>, Т<sub>4</sub> и С<sub>4</sub>.

По подошве чехла (горизонт А) вал напоминает брахиантиклиналь со вторым куполом в южной части (Русско-Часельское поднятие), из-за чего замыкающие изогипсы уходят далеко на юг и вал в пределах участка кажется меньше, чем он есть на самом деле. Вдоль западного крыла вала выделяются два крупных сброса ступенчатого (синтетического) типа с последовательным опусканием к западу сброшенных частей [4].

По вышележащим горизонтам, включая отражающие горизонты Г и С<sub>4</sub>, южный купол поглощается Русским валом и структура становится крупнее. Размеры поднятия последовательно увеличиваются снизу вверх до горизонта Б, затем снижаются и вновь возрастают почти до 600 км<sup>2</sup> и амплитуды до 300-320 м.

Тектонические нарушения картируются вдоль присводовой части Русского вала, имеют взбросо-сбросовый характер и меняют свои амплитудные характеристики по простиранию, полностью затухая на периклиналях вала.



Наиболее крупными являются субмеридиональный разлом амплитудой по горизонту Г до 250 м на западе структуры, названный Юрибейским, который, по сути, представляет собой разломную зону шириной до 2 км.

### 1.2.2 Нефтегазоносность

Русская площадь расположена (рисунок 1.3) на юго-востоке Тазовского НГР Пур-Тазовской НГО в пределах земель с весьма высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов Западно-Сибирской НГП.

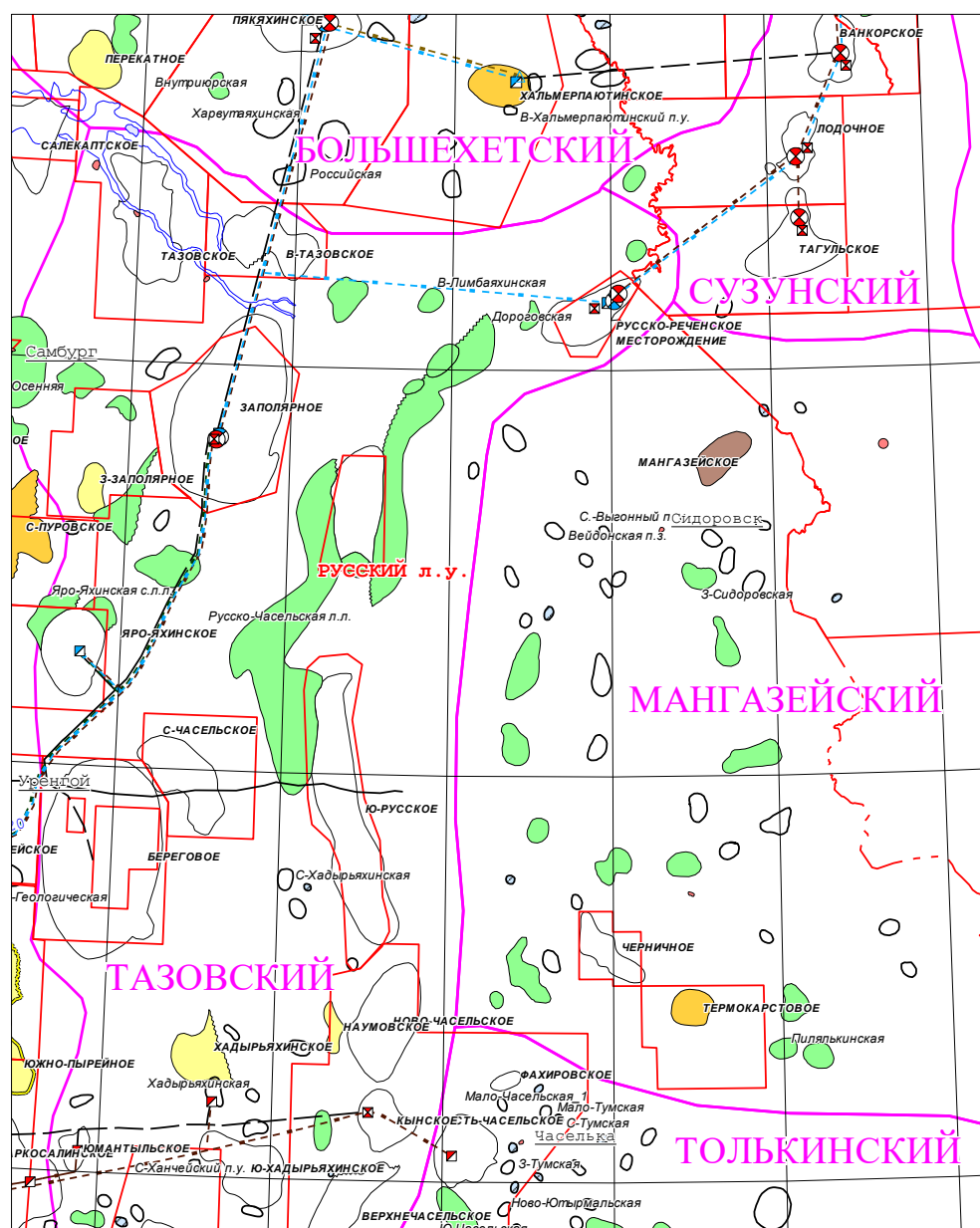


Рисунок 1.3 - Схема нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Согласно принятого расчленения осадочного чехла на объекты прогноза ресурсов углеводородного сырья в юрско-меловой части разреза рассматриваемой зоны выделяется шесть НГК: нижнесреднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, баррем-апт-сеноманский и туронский.

Кора выветривания также может служить объектом поисков углеводородов. На признаки ее газонасыщенности и коллекторские свойства указывает газоводяной фонтан (дебит воды 532 м<sup>3</sup>/сут, газа 3000 м<sup>3</sup>/сут) в скважине 21р Южно-Русской площади [5].

Нижнесреднеюрский НГК выделяется в объеме заводуковской серии. Толщина комплекса изменяется от 460 м до 715 м. Комплекс вскрыт единичными скважинами на близко расположенных площадях, в которых не было проведено качественных исследований. Однако высокие перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрского НГК практически уже подтверждены на Русско-Реченском, Тазовском, Новочасельском, Кынском, Верхне-Часельском, Черничном месторождениях. Залежи являются литологически экранированными, дебиты нефти достигают 50 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 988 м. Кроме того, при вскрытии верхних горизонтов малышевской (скв. 720р Русско-Реченской площади) и тюменской свит (скв. 53р Тазовской площади) были получены мощные аварийные фонтаны газоконденсата дебитом свыше 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Открытие в среднеюрских отложениях промышленных скоплений газа, газоконденсата и нефти на ряде месторождений (Юбилейном, Уренгойском, Геологическом и др.) смежных нефтегазоносных районов свидетельствует о высокой региональной перспективности нижнесреднеюрского НГК на севере Западно-Сибирской НГП. Можно ожидать, что в пределах Русской площади в нижнесреднеюрской части разреза будут выявлены промышленные залежи углеводородов.

Верхнеюрский НГК выделяется в объеме васюганской и марьяновской свит. Толщина комплекса 140-220 м. В скважинах 26р, 151р и 152р на Русской

площади вскрыта кровельная часть марьяновской свиты. Верхнеюрский НГК перспективен в нефтегазоносном отношении там, где в его состав входят низзалегавшие васюганская или сиговская свиты. По данным геолого-геофизической интерпретации эти стратиграфические подразделения получили развитие в пределах Русско-Реченской, Южно-Русской, Русско-Часельской (Русско-Северо-Часельской) и Русской площадей.

Ачимовский НГК выделяется в объеме одноименной толщи, залегающей в основании мегионской свиты. По сейсморазведочным данным ачимовские песчаные пласты имеют линзовидно-прерывистое распространение. В связи, с чем толщина комплекса изменяется от 0 до 200 м. Нефтегазоносность ачимовского НГК подтверждена на ряде площадей в Уренгойском и Тазовском НГР. На ближайшем Северо-Пуровском месторождении из пластов ачимовской толщи получен мощный фонтан газоконденсата ( $Q_{гк}^{16}=475$  тыс. м<sup>3</sup>/сут). По данным сейсморазведки на восточном борту Русско-Часельского мегавала картируются серии ловушек структурно-литологического типа, что позволяет оценивать положительно перспективы этого комплекса.

Неокомский НГК на изучаемой территории представлен мегионской и заполярной свитами. Мощность комплекса изменяется от 1000 до 1050 м, представлен пластами группы АТ и БТ.

Неокомский НГК вскрыт 10 глубокими скважинами (12р, 25р, 26р, 40р, 70р, 71р, 150р, 151р, 152р, 154р). Однако степень его изученности все еще остается низкой.

Нефтегазоносность комплекса не доказана. При испытании в скважине 25р пластов АТ<sub>11</sub>, БТ<sub>1</sub>, БТ<sub>3</sub>, БТ<sub>4</sub>, БТ<sub>5</sub>, БТ<sub>15</sub>, в скважине 26р - БТ<sub>13</sub>, БТ<sub>15</sub>, в скважине 150 - БТ<sub>1</sub> получены непереливающие притоки разгазированной пластовой воды. Отрицательные результаты опробования объясняются неблагоприятными структурно-литологическими условиями заложения скважин. На продуктивность поздневаланжин-раннеаптских отложений указывают крупные и гигантские нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи расположенного северо-западнее Заполярного месторождения. Однако в

восточном направлении разрез опесчанивается и отложения не содержат выдержанных глинистых покрышек.

Баррем-апт-сеноманский НГК выделяется в пределах ереямской (малохетской) и покурской свит. Толщина комплекса изменяется от 1075 м до 1350 м, представлена пластами МХ<sub>1</sub>-МХ<sub>10</sub> и ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>22</sub>. К кровельной части сеномана приурочена гигантская залежь газонефтяного уникального месторождения. Кроме того, по результатам опробования интервалов в скважинах 70 и 71 открыты мелкие залежи газа в пластах ПК<sub>21</sub><sup>2</sup>, ПК<sub>22</sub><sup>1</sup>, МХ<sub>8</sub>.

Туронский НГК выделяется в объеме газсалинской пачки кузнецовской свиты. Толщина комплекса от 45 м. до 60 м. Отложения газсалинской пачки испытаны в скважинах 8р, 24р, 17р и 1р. Только в скважине 17р получен приток газа дебитом 4,67 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 2,42 мм, в других скважинах получены притоки минерализованной разгазированной пластовой воды. На соседнем Южно-Русском месторождении доказана газонасыщенность коллекторов кузнецовской свиты (скв. 104р, Q<sub>r</sub> = 128 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 10 мм шайбе). Таким образом отложения туронского возраста также перспективны в отношении газоносности.

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов**

По данным геолого-геофизических исследований на месторождении выделено 5 продуктивных объектов, приуроченных к отложениям сеноманского горизонта [6].

Пласт ПК<sub>5-7</sub> залегает в средней части сеноманского комплекса и по макроописанию представлен частым прослаиванием песчаников алевролитов и глин.

На месторождении отложения пласта вскрыты в 37-и скважинах. Общая толщина пласта изменяется от 13,5 м (скв. 10р) до 101,1 м (скв. 35р), эффективная – от 6,4 м (скв. 57р) до 80,2 м (скв. 19р).

Доля коллекторов в разрезе составляет 54,8 %.

Содержание цемента около 10 % тип базальный, поровый. Из глинистых минералов преобладает каолинит и хлорит.

Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  пласта составляет 0,54,  $K_{\text{расч}} - 16,7$ .

По результатам лабораторных исследований образцов среднее значение открытой пористости коллекторов составляет 28,6 %, проницаемости – 170,7 мД, остаточной водонасыщенности – 55,6 %, карбонатности – 5,6 %.

Среднее значение  $K_{\text{п}}$  по нефтенасыщенной части – 28,6 %,  $K_{\text{пр}} - 240,5$  мД,  $K_{\text{во}} - 54,5$  %.

В соответствии с классификацией А.А. Ханина коллекторы пласта ПК<sub>5-7</sub> относятся к I классу.

В границах пласта ПК<sub>4</sub> месторождения отложения пласта вскрыты в 44-х скважинах и представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин.

Общая толщина пласта меняется от 30,0 м (скв. 29р) до 53,9 м (скв. 14р), эффективная - от 12,4 м (скв. 29р) до 48,6 м (скв. 3р).

Доля коллекторов в разрезе составляет 69,7 %.

Содержание цемента составляет около 12 %, тип цемента поровый, базальный, порово-базальный, состав преимущественно каолинитовый.

Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  пласта составляет 0,69,  $K_{\text{расч}} - 8,9$ .

По данным лабораторных исследований образцов среднее значение открытой пористости коллекторов 29,3 %, проницаемости 174,1 мД, остаточной водонасыщенности 48,5 %, карбонатности 4,1 %.

Среднее значение  $K_{\text{п}}$  по газонасыщенной толщине 28,8 % (14 опр.), по нефтенасыщенной 29,2 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газонасыщенной толщине 29,3 %, по нефтенасыщенной 29,4 %.

Гистограммы распределения открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности показывают, что наибольшее число определений  $K_{\text{п}}$  находится в интервале 30-34%,  $K_{\text{пр}} - 100-1000$  мД, и  $K_{\text{во}} -$  в интервале 30-40%. Модальное значение  $K_{\text{п}} = 31,1\%$ .

По А.А. Ханину коллекторы пласта ПК<sub>4</sub> относятся к I классу

Пласт ПК<sub>3</sub> на месторождении вскрыт в 47-и скважинах. Разрез пласта представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с подчиненными положением последних.

Общая толщина пласта изменяется от 37,1 м (скв. 3р) до 62,5 м (скв. 6р), эффективная – от 4,2 м (скв. 53р) до 49,6 м (скв. 38р).

Доля коллекторов в разрезе составляет 58,2 %.

Содержание цемента 10-20 %, тип цемента поровый, состав хлорит-каолининовый, гидрослюдистый.

Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  пласта 0,58,  $K_{\text{расч}}$  – 10,9.

По лабораторным исследованиям среднее значение открытой пористости коллекторов составляет 29,9 %, проницаемости – 241,3 мД, остаточной водонасыщенности – 48,9 %, карбонатности – 3,9 %.

Среднее значение  $K_{\text{п}}$  по газонасыщенной толщине 29,1 %, по нефтенасыщенной - 30,6 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газонасыщенной толщине 29,0 %, по нефтенасыщенной – 31,0 %.

Гистограммы распределения открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности показывают, что наибольшее число определений  $K_{\text{п}}$  находится в интервале 28-30 %,  $K_{\text{пр}}$  – 10-100 мД, и  $K_{\text{во}}$  – в интервале 50-60 %. Модальное значение  $K_{\text{п}} = 29,0$  %,  $K_{\text{пр}} = 112,3$  мД,  $K_{\text{во}} = 41,1$  %.

По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта ПК<sub>3</sub> относятся к I классу.

Коллекторы пласта ПК<sub>2</sub> по описанию керна представлены песчано-алевритовыми отложениями с подчиненными прослоями глин.

В границах месторождения отложения пласта вскрыты в 50-и скважинах.

Общая толщина пласта меняется от 26,5 м (скв. 56р) до 46,5 м (скв. 19р), эффективная - от 3,6 м (скв. 71р) до 32,4 м (скв. 19р).

Доля коллекторов в разрезе составляет 52,6 %.

Содержание цемента до 20 %, тип поровый, состав гидрослюдисто-каолининовый.

Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  пласта составляет 0,52,  $K_{\text{расч}} - 6,8$ .

По результатам лабораторным определений среднее значение открытой пористости коллекторов 29,9 %, проницаемости 347,0 мД, остаточной водонасыщенности 46,8 %, карбонатности 3,8 %.

Среднее значение  $K_{\text{п}}$  по газонасыщенной толщине 29,1 %, по нефтенасыщенной – 30,6 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газанасыщенной толщине 30,3 %, по нефтенасыщенной – 30,6 %.

Распределение фильтрационных параметров показывает, что наибольшее число определений  $K_{\text{п}}$  находится в интервале 30-32 %,  $K_{\text{пр}} - 100-1000$  мД, и  $K_{\text{во}}$  – в интервале 30-40 %. Модальное значение  $K_{\text{п}} = 31,8$  %.

В соответствии с классификацией А.А. Ханина коллекторы пласта ПК<sub>2</sub> относятся к I классу.

На месторождении отложения пласта ПК<sub>1</sub> вскрыты в 50-и скважинах, и представлены частым переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин.

Общая толщина пласта меняется от 29,3 м (скв. 5р) до 35,6 м (скв. 20р), эффективная – от 5,4 м (скв. 13р) до 30,0 м (скв. 2р).

Доля коллекторов в разрезе составляет 58,3 %.

Минералогический состав породообразующих минералов сходен с составом коллекторов ПК<sub>2</sub> и ПК<sub>3</sub>.

Среднее значение  $K_{\text{песч}}$  пласта 0,58,  $K_{\text{расч}} - 5,6$ .

По лабораторным определениям среднее значение открытой пористости коллекторов составляет 29,4 %, проницаемости – 148,9 мД, остаточной водонасыщенности – 50,0 %, карбонатности – 3,8 %.

Среднее значение  $K_{\text{п}}$  по газонасыщенной толщине 29,3 %, по нефтенасыщенной – 29,3 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газанасыщенной толщине 30,6 %, по нефтенасыщенной 29,2 %.

Гистограммы распределения фильтрационных параметров показывают, что наибольшее число определений  $K_{\text{п}}$  находится в интервале 30-32 %. Модальное значение  $K_{\text{п}} = 31,0$  %,  $K_{\text{пр}} = 52,6$  мД,  $K_{\text{во}} = 45,0$  %.

По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта ПК<sub>1</sub> относятся к I классу.

Исследуемые продуктивные пласты перекрываются туронскими глинами, являющимися регионально выдержанным флюидоупором. Глинистая толща представлена преимущественно тонкослоистыми глинами и плотными алевролитами, битуминозными, с повышенным содержанием углистого детрита.

Общая толщина глинистой покрышки на месторождении составляет около 120 метров.

Исходя из выше приведенных данных следует, что коллекторами выделенных объектов на месторождении являются песчано-алевритовые отложения, представленные частым переслаиванием мелкозернистых песчаников, песков и алевролитов. По минералогическому составу коллекторы имеют аркозовый и полевошпат кварцевый состав. Содержание цемента порядка 16 %, тип цемента поровый, базальный, соприкосновения, состав каолинистый, каолинит-гидрослюдистый [7].

ФЕС коллекторов высокие, так открытая пористость продуктивные пластов по газонасыщенной толщине составляет 29,3 %, проницаемость 350 мД, остаточная водонасыщенность 39 %, по нефтенасыщенной толщине 29,7 %, 182 мД, 54 % соответственно. По классификации А.А. Ханина коллекторы исследуемых пластов относятся к I классу.

#### **1.4 Физико-химические свойства нефти и газа**

Наибольшее значение при изучении свойств пластовых нефтей имеют такие параметры как газосодержание, давление насыщения, плотность, вязкость, коэффициенты растворимости газа и объемной упругости, усадка и др. Особое значение при исследовании глубинных проб придается замерам газосодержания и давления насыщения. Соотношение этих параметров с



пластовым давлением и температурой во многом предопределяет условия разработки залежей.

За период работ на месторождении было отобрано 44 глубинные пробы из 11 скважин. В каждой из исследованных скважин отбиралось несколько проб. Из 44 проб качественными признаны 14 проб. 30 глубинных проб отбраковали, так как параметры значительно отличаются от средних величин. По данным опытов однократного разгазирования давление насыщения равно 6,7 МПа, газосодержание – 21,04 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,062, усадка – 5,84%, плотность нефти в пластовых условиях – 902 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях – 162 мПа·с [8].

Наиболее изученной является нефть скв. 33, где отобрано 11 проб в интервале глубин 787-892 м (пласты ПК<sub>1-4</sub>) (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Результаты исследования поверхностных проб нефтей на скв. 33

Интервал, м	Начало кипения, °С	Вязкость кинематическая, сП		Сера, %	Парафины, %	Азот, %	Асфальтены, %	Коксуемость, %	Вода, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>
		При 20°С	При 50 °С							
787-798	248	570	64	0,28	1,06	0,22	1,36	3,19	11,6	0,9435
830-837	235	418	60	0,28	1,13	0,2	1,27	2,74	3,68	0,9400
846-852	218	353	53	0,30	1,49	0,22	1,06	2,52	3,95	0,9380
883-892	223	425	61	0,30	1,26	0,24	1,10	2,5	21,97	0,9390
846-852	227	514	67	0,37	1,08	0,18	2,28	3,46	сл.	0,9430
846-852	202	280	45	0,20	1,16	0,22	1,23	2,39	н.опр	0,9340
883-892	220	443	61	0,28	1,43	0,25	1,06	2,5	н.опр	0,9400
846-852	234	423	60	0,29	1,20	0,24	1,23	2,86	н.опр	0,9400
883-892	244	584	75	0,34	1,58	0,26	1,12	2,68	н.опр	0,9430
830-837	246	498	65	0,30	1,17	-	1,36	-	-	0,9410
842-852	218	353	53	0,30	1,49	-	1,06	-	3,9	0,9380

Из приведенных данных видно, что диапазон изменения глубин отбора проб нефтей в сеноманской залежи невелик – 172 м, в довольно узком интервале изменяется наиболее интегральная характеристика нефтей – их плотность: 0,924-0,950 г/см<sup>3</sup> при среднем значении 0,94 г/см<sup>3</sup>. По этому показателю нефть Русского месторождения является одной из наиболее тяжелых среди других тяжелых нефтей месторождений Западной Сибири.

Сеноманские нефти чрезвычайно вязкие. Значение вязкости при нормальной температуре (20 °С, что практически соответствует пластовой) изменяется в пределах 179-996 сп, (среднее значение по залежи 545,7 сп), что в 5-6 раз, а иногда и больше, превышает вязкость нефтей разрабатываемых нефтяных залежей Широкого Приобья. В среднем в 10 раз (иногда более) снижается вязкость нефтей при температуре 50 °С: от 37,7 до 122,4 сп (среднее по залежи 70,6 сп).

По содержанию серы - одному из важнейших показателей качественной характеристики - нефти Русского месторождения аналогичны малосернистым нефтям шаимской группы месторождений, являющихся, как это известно, наиболее качественными нефтями Западной Сибири. В сеноманской залежи серосодержание изменяется в пределах 0,13-0,84 %, а среднее ее значение составляет 0,31 %.

Русские нефти одни из наименее парафинистых нефтей в Западной Сибири. Диапазон изменения его содержания составляет 0,14-2,49 %, при среднем содержании 1,09 %.

По содержанию асфальтенов русские нефти относятся к числу наиболее типичных нефтей Западной Сибири: концентрация меняется в пределах 0,18-2,28 %, при среднем содержании 0,93 %.

По содержанию силикагелевых смол рассматриваемые нефти близки к нефтям Среднего Приобья. Несмотря на очень высокую плотность, русские нефти содержат относительно небольшое количество смол: в пределах 6,95-19,6 %, при среднем содержании 10,11 %.

По важнейшему параметру - содержанию фракций, выкипающих до 200 °С, 250 °С, 300 °С и выше – русские нефти принципиально отличны от нефтей других районов Западной Сибири. Начало кипения нефти не опускается в основном ниже 200 °С (только в 2-х пробах в скв. 13 и 38 она составляет соответственно 125 °С и 166 °С). Содержание фракции до 200 °С в единичных пробах составляет 0,5-2,2 % (среднее 1,5 %); до 250 °С 0,6-8,3 % (среднее 2,2 %); до 300 °С 5,0-21,0 % (среднее 12,0 %); остаток после 300 °С составляет в среднем 88,0 % (колебания 79,0 % до 95 %).

В целом, приведенные выше данные по составу и свойствам дегазированных нефтей сеномана Русского месторождения позволяет характеризовать их в качестве тяжелых, малосернистых, смолистых, малопарафинистых, обедненных бензино-керосиновыми фракциями, нафтеново-ароматическими, высоковязкими углеводородными образованиями. В силу своей исключительности (особенно вязкости) нефти сеномана представляют собой весьма сложный объект разработки, требующий специальных дорогостоящих методов освоения залежей [9].

Газы туронских отложений изучены по пробам, отобранным в 2-х скважинах: 17 и 24. Газы характеризуются существенной стабильностью показателей: содержание главного компонента – метана изменяется в пределах 98,8-99,14 %, этана 0,02-0,17, другие гомологи метана не устанавливаются в даже следовых количествах. Близки концентрации углекислого газа (0,22-0,46 %) и азота (0,56-0,62 %). Водород и гелий фиксируются в очень небольших количествах (0,003-0,007 %). Для газов турона характерен очень высокий коэффициент «сухости»: отношение метана к сумме его гомологов. Он изменяется от 581 до 4957 (в среднем 2769).

Свободные газы сеноманской залежи охарактеризованы значительно лучше сравнительно с туронскими. В отличие от туронских газов для сеноманских характерен более широкий диапазон изменений показателей состава: так концентрация основного компонента – метана – изменяется в пределах 93,53-99,37 %, но во основном его содержание меняется от 97 до 99 %

(среднее значение 98,324 %). Концентрация этана изменяется в пределах 0,01-0,66 % (в среднем 0,166 %); пропана от следов до 0,0131 % (в среднем 0,051 %). Содержание бутана и пентана фиксируется в отдельных пробах в следовых количествах.

Потенциальное содержание углеводородов C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> в газе сеноманской залежи Русского месторождения приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Потенциальное содержание углеводородов C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> в газе сеноманской залежи Русского месторождения.

Пласт	Этан (K=12,5)		Пропан (K=18,3)		Бутан (K=24,2)	
	% мол	ПС, г/м <sup>3</sup>	% мол	ПС, г/м <sup>3</sup>	% мол	ПС, г/м <sup>3</sup>
Сеноман	0,36	4,50	0,27	4,94	0,11	2,66

Концентрации неуглеводородных газов также меняются в более широких пределах (сравнительно с туронскими) и имеют более высокие абсолютные значения: CO<sub>2</sub> – от 0,12 % до 4,07 % (среднее 0,630 %); H<sub>2</sub> – от следов до 1,35 % (среднее 0,113 %); N<sub>2</sub> и редкие – от 0,27 % до 2,67 % (среднее 0,862 %); He – от 0,002 % до 0,018 % (среднее 0,014 %); в отдельных пробах фиксируется наличие аргона (следы – 0,04 %, среднее 0,015 %). Плотность сеноманского газа (по воздуху) изменяется мало (от 0,559 до 0,578 %) и в среднем равна 0,564. Коэффициент сухости газа меняется достаточно дифференцированно: в пределах 228-9918 составляя в среднем величину 427.

Нефтерастворенные газы сеноманской залежи Русского месторождения практически аналогичны свободным газам: свободным газам турона, сеномана, и водорастворенным газам этих отложений. Газы всех видов в пределах Русского месторождения весьма близки по составу: являются существенно метановыми с низкими концентрациями гомологов метана и близкими содержаниями не углеводородных газов.

## 1.5 Запасы нефти и газа. КИН

Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти определены в соответствии с данными подсчета запасов, составленного ЗАО ТННЦ и ЗАО «Недра Консалт» (г. Тюмень) в 2004 году [10].

По результатам построения геологической модели залежей выполнен подсчет балансовых запасов нефти и газа. По сравнению с подсчетным планом 1985 г., где сеноманская залежь по площади была разделена на тектонические блоки, но по разрезу была представлена как единый подсчетный объект, в настоящее время выделяют пять объектов подсчета: ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>2</sub>, ПК<sub>3</sub>, ПК<sub>4</sub> и ПК<sub>5</sub>-7. Такое расчленение разреза обусловлено большой высотой залежей (до 255 м по газу и до 90 м по нефти) и проведено с целью получения более детальной картины площадного распространения коллекторов, их фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности [11].

Основные запасы нефти промышленной категории С<sub>1</sub> сосредоточены в блоке 1 – 93,7%. В блоках 4, 6, 7, 8, 11, 13 и 14 запасы промышленной категории не превышают 1,5% от всех запасов месторождения (соответственно – 0,9%, 0,8%, 0,9%, 0,6%, 1%, 1,5% и 0,6%). Блоки 2, 3, 9, 10, 12 содержат запасы только непромышленной категории С<sub>2</sub>.

Результаты подсчета балансовых запасов нефти по пластам, а также некоторые подсчетные параметры отражены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Подсчетные параметры и запасы нефти Русского месторождения

Категория запасов	Зона насыщения	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Квыт, д.ед	Кохв, д.ед	КИН, д.ед.
C <sub>1</sub>	ГВНЗ	524 965,6	208 197,2	0,71	0,559	0,397
	ВНЗ	195 291,1	70 086,4	0,71	0,505	0,359
	Всего	710 256,7	278 283,6	0,71	0,552	0,392
C <sub>2</sub>	ГВНЗ	445 164,6	173500,9	0,71	0,549	0,390
	ВНЗ	187 837,0	67549,6	0,71	0,507	0,360
	Всего	633 001,6	241 050,5	0,71	0,536	0,381
C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	ГВНЗ	960 130,2	381698,1	0,71	0,560	0,398
	ВНЗ	383 128,1	137 636,0	0,71	0,506	0,359
	Всего	1 343 258	519 334,1	0,71	0,545	0,387

Для подсчета запасов газа по компонентному составу использованы данные ступенчатого разгазирования пластовых нефтей, которые близки к промышленным условиям сепарации. Из компонентного состава газа промышленный интерес представляют этан, пропан и бутан.

Результаты расчетов компонентов газа приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Балансовые запасы газа по компонентам

Пласт	Категория запасов	Начальные балан.запасы раствор.газа, млн.м <sup>3</sup>	Потенциальное содержание, г/м <sup>3</sup>			Запасы компонента, тыс.т		
			этан	пропан	бутан	этан	пропан	бутан
ПК <sub>1-7</sub>	C <sub>1</sub>	14924,2	4,5	4,94	2,66	67,16	73,73	39,70
	C <sub>2</sub>	14083,4	4,5	4,94	2,66	63,38	69,57	37,46

Суммарные балансовые запасы сеноманской залежи нефти составили по категориям:

$$C_1 - 710257 \text{ тыс.т.}, C_2 - 667537 \text{ тыс.т.},$$

Суммарные запасы газа сеноманской залежи составили:

$$C_1 - 83438 \text{ млн м}^3, C_2 - 4398 \text{ млн м}^3.$$

Подсчет запасов сеноманской газонефтяной залежи по новой геологической модели показал увеличение объемов нефтенасыщенных пород на 17,5% по отношению к числящимся на государственном балансе и снижение коэффициента нефтенасыщенности пород от значения  $K_n = 0,7$  до  $K_n = 0,63$  для запасов нефти категории  $C_1$  и  $K_n = 0,56$  для запасов нефти категории  $C_2$ . Это привело к близким значениям суммарных запасов нефти по категориям  $C_1+C_2 - 1378 \text{ млн.т.}$ , что на 5,9% ниже, чем по Балансу [12].

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

Русское месторождение открыто в 1968г.

В ноябре 1971 г. по результатам 26 пробуренных скважин по месторождению был проведен и представлен в ГКЗ подсчет запасов нефти и газа. По причинам недостаточной изученности залежи он утвержден не был.

По той же причине слабой изученности не утверждены и последовавшие технологические документы на разработку 1978 г. и 1980 г.

Результаты фактических показателей добычи нефти некоторых скважин за эти годы приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Фактические показатели добычи нефти за период 1.06.78 – 1.10.79 г. г.

Год	Добыча нефти, т		Добыча жидкости, м <sup>3</sup>		Обводненность, %	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут		КВЧ, %
	текущее	накоплен	текущее	накоплен		текущее	накоплен	
1978	104,6	104,6	165,1	1651	32,6	4,9	7,8	
	258,8	363,4	300,4	465,5	8,4	10	11,6	1,97
	236	599,4	311,4	777,4	19,5	8,8	11,6	0,51
	295,4	893,8	377,3	1154,7	17	10,7	13,7	0,69
	690,5	15,84,3	837,6	1992,3	12,3	22,4	27,2	1,05
	696	2280,3	898,6	2890,9	17,6	26,7	34,4	0,85
	831,7	3112	1170	4060,9	24,4	26,8	37,7	1,03
1979	627,3	3739,3	925,4	4986,3	29,2	20,2	29,9	0,74
	186,9	3926,2	266	5252,3	26,6	7,2	10,4	0,85
	120	4046,2	181,1	5433,4	30,8	4,1	6,2	0,97
	100,5	4146,7	139,6	5573	24,5	8,4	11,6	0,87
	111	4257,7	154,6	5727,6	24,7	7,9	11	0,85
	111,5	4369,2	166	5893,6	30,1	11,1	16,6	0,98
	116,5	4485,7	172,9	6066,5	28,9	10,6	15,7	
	237,6	4723,3	328,3	6398,8	23	14,7	20,3	
59,5	4782,8	99,5	6494,3	36,4	3,7	6,2	0,76	

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 1 марта 1993 года за № 180 Русское газонефтяное месторождение планировалось



ввести в эксплуатацию в период 1993-1995 годов. Однако, в связи с геолого-геофизической и нефтегазопромысловой недоизученностью месторождения и, как следствие этого, – не утверждением запасов в ГКЗ, оно не было введено в эксплуатацию в указанные сроки.

В 1998 г. была утверждена «Концепция освоения Русского месторождения», которая предусматривает два этапа разработки запасов Русского месторождения [13].

На первом этапе предполагается освоение участка опытно-промышленных работ с добычей нефти 180-200 тыс. т нефти из сеноманских пластов в течение 20 лет и производства из этой нефти низко застывающих смазочных масел.

Второй этап предполагает вовлечение в промышленную эксплуатацию основных запасов нефти сеноманских пластов ПК<sub>1-7</sub> и соответствующее повышение уровня добычи нефти. При последующем проектировании полномасштабной разработки предполагалось использовать опыт, полученный при реализации первого этапа освоения месторождения.

Для обоснования и испытания технологий паротеплового воздействия на пласт и призабойную зону на первом этапе освоения, а также технологий и технических средств добычи нефти в условиях пескопроявления и наличия многолетнемерзлых пород, в 2001 г была составлена и утверждена «Технологическая схема разработки опытного участка сеноманской залежи Русского месторождения с применением паротеплового воздействия в соответствии с утвержденной концепцией его освоения» (протокол ТКР ЯНАО №10-01, 24.06.2001г.) в качестве дополнения к действующему проектному документу [14]. Основные технологические показатели и принципиальные положения этого документа:

1. Проектный уровень добычи:

- нефти 184,4 тыс. т;
- жидкости 867,3 тыс. т.

2. Закачки:

- пара 566,3 тыс. т;
  - воды 600,6 тыс. м<sup>3</sup>.
3. Фонд скважин – 53, в том числе:
- добывающих 41;
  - полого-наклонных 9;
  - нагнетательных 12.
4. Уровень добычи нефти по годам на период ОПЭ:
- 2002г. 153,1 тыс. т;
  - 2003г. 158,9 тыс. т;
  - 2004г. 169,7 тыс. т.
5. Двухэтапное разбуривание.
6. Размещение скважин по треугольной сетке.
7. Расстояния между скважинами и их рядами 200 м.

Рекомендуемый вариант предусматривает применение технологии вытеснения нефти теплоносителем-паром с давлением 8,5-10 МПа и температурой 300-350 °С.

В первый год разработки предусматривается периодический прогрев призабойной зоны добывающих скважин паротепловой обработкой.

В таблице 2.2 представлено состояние фонда скважин на 2005 год.

Таблица 2.2 - Состояние фонда скважин Русского месторождения на 01.01.2005

Показатели	Пласты: ПК <sub>1-7</sub>	
	Количество скважин	№ скважин
Пробурено скважин всего:	53	
эксплуатационных	6	39, 40, 41, 42, 43, 44
разведочных	36	
поисковых	13	
ликвидировано	7	1р,2р,10р,29р,31р,52р, 154п
разведочных	6	1р,2р,10р,29р,31р,52р
поисковых	1	154п

В 2006 году был утвержден «Проект пробной эксплуатации Русского месторождения» (ЗАО «ТНЦ»). Период разработки составляет 22 года, при этом достигается коэффициент извлечения нефти 0,283.

Проектным документом предусмотрено выделение одного объекта разработки ПК<sub>1</sub>. Авторами было выделено четыре участка, на которых планируется рассмотреть различные конструкции скважин и технологии воздействия на пласт. Три пилотных участка находятся в подгазовой области и один в водонефтяной зоне. В основу выделения участков положен принцип разделения месторождения на условные зоны. В скважине 91р впервые в практике работ для освоения и исследования пластов был применен струйный насос УЭИП – 3М.

На 2010г. на 1-м участке пласта ПК<sub>1</sub> было пробурено 5 горизонтальных скважин. Планируется на восточном фланге в водонефтяной зоне ввести в эксплуатацию ещё 3 скважины, из них одна водозаборная, одна добывающая и одна паронагнетательная. Предусматривается использование горизонтальной паронагнетательной скважины, с длиной горизонтального участка 400 м. Расстояние между добывающими и нагнетательной скважиной составит 150 м. Запланировано испытание технологии паротеплового воздействия.

На втором участке запланированы: введение в эксплуатацию многозабойной скважины конструкции «рыбий хвост»; наклонно-направленной скважины, вскрывающей весь продуктивный интервал.

На третьем участке все добывающие скважины бурятся как горизонтальные в направлении с запада на восток. Подобная ориентация горизонтальных скважин позволит вскрыть выделенный по данным сейсмических исследований разлом и подтвердить его местонахождение.

Планируется ввести в эксплуатацию 20 скважин. Предполагается использование паротеплового воздействия на пласт; вытеснение нефти газом и водой; нагнетание мягкой воды; полимерное заводнение.

Проектные решения большинства документов не были реализованы.

Практически до 2017 все скважины находились в консервации. Наличие зоны ММП осложняло и осложняет применение тепловых методов, приводит к большим потерям тепла, температура на забоях нагнетательных скважин и на тепловом фронте вытеснения при закачке горячей воды может быть недостаточна для увеличения подвижности высоковязкой нефти.

Исходя из данных, представленных на официальном сайте «Роснефти», Русское месторождение было снова введено в эксплуатацию в 2018 году с применением современных технологий добычи ВВН, таких как бурение МЗС, в том числе с применением технологии fishbone, использование теплоизолированных НКТ и других.

Добыча на 2018 год составила 0,3 млн. т. Эксплуатационный фонд скважин на конец этого года – 148 единиц.

Также было пробурено более 190 скважин с потенциалом добычи нефти более 11 тыс. т/сут. Пробурено 15 МЗС. Введено в добычу 53 скважины со среднегодовым дебитом 92 т/сут. Успешно проведены испытания нефтепровода «ЦПС Русское – ПСП Заполярное». Введен в работу энергокомплекс по выработке электроэнергии на ПНГ.

## **2.2 Анализ эффективности примененных методов МУН и ППД**

### **2.2.1 Закачка термальных вод**

В 1978 первом блоке северо-восточной части безгазовой зоны пласта ПК<sub>1</sub> проводилась закачка термальных вод на 4-х точечном элементе.

В программе экспериментальных работ по закачке подогретой воды было предусмотрено осуществление внутрискважинного перепуска термальных вод из нижележащих горизонтов в нефтяную часть залежи. По техническим причинам выполнение этих намерений организовать не удалось, и подогретую озерную воду закачивали с поверхности.

Опытный участок по закачке, подогретой воды включал 1 нагнетательную и 3 добывающих скважины. Все скважины вертикальные. Расстояние между забоями нагнетательной и добывающих скважин составляло 92-113 м. Площадь элемента (ячейки скважины) – 11 136 м<sup>2</sup>.

Анализ закачки подогретой воды в скважину 40 показал эпизодичность процесса нагнетания в течение всего периода. До 12 октября 1978 г. закачка воды осуществлялась по несколько часов в сутки. В дальнейшем предпринимались неоднократные попытки перехода на непрерывную закачку. Однако, по техническим причинам, непрерывная закачка воды не была реализована.

Забойная температура не замерялась, профили приемистости не снимались. По состоянию на 1 октября 1979 г. в скв. 40, в общей сложности, было закачено 15 850 м<sup>3</sup> воды. Среднесуточные расходы в процессе закачки менялись от 20 до 195 м<sup>3</sup>/сут., давление от 1 до 5,32 МПа. Вследствие прерывистости закачки воды, низких расходов нагнетания и тепловых потерь по стволу скважины вода поступала в пласт с температурой 6-19 °С, что ниже ее пластовых значений. Таким образом, практически осуществлялось обычное холодное заводнение.

По добывающим скважинам дебит нефти колебался от 2,6 до 26,8 м<sup>3</sup>/сут., по жидкости от 3,8 до 40,3 м<sup>3</sup>/сут.

В представленных данных о добыче отражено присутствие попутной воды в продукции всех добывающих скважин с самого начала их эксплуатации (перетоки с ВНК). По скважине 12 обводненность продукции варьирует в интервале 21,6-60%; по скважине 39 от 8,4 до 36,4%; по скважине 43 от 24,5 до 40%. Закачиваемая вода прорывалась в добывающие скважины через два месяца после начала нагнетания. Максимальные суточные и месячные отборы, обводненность продукции соответствуют максимальным темпам нагнетания воды.

Во всех добывающих скважинах вне зависимости от конструкции забоя (№ 39, 43 – гравийно-щелевые фильтры, № 12 – обычная конструкция) с

добываемой жидкостью из пласта интенсивно выносился песок. Содержание песка достигало до 2-3 %. Это являлось причиной выхода из строя подземного насосного оборудования и образования песчаных пробок.

По состоянию на 1 октября 1979 г. из пласта отобрано 15,5 тыс. м<sup>3</sup> жидкости, в том числе 9,9 тыс. т нефти и 5,0 тыс. м<sup>3</sup> воды.

В процессе осуществления закачки воды не произошло ощутимого растепления многолетнемерзлых пород вокруг стволов скважин.

В итоге в ходе эксперимента по закачке термальных вод был реализован процесс соответствующий обычному заводнению, в пласт поступала вода с температурой близкой к начальной пластовой. Растепления многолетнемерзлых пород не произошло [15].

По результатам эксперимента обычное и термальное заводнение признаны неэффективными. Прорыв закачиваемой воды происходил через два месяца после начала закачки. Вынос песка и образование песчаных пробок - основная причина выхода из строя глубинно-насосного оборудования.

В период с октября 1979 года по 1980 год осуществлялся второй этап разработки 4-х точечного элемента на режиме естественной энергии пласта. Анализ показателей эксплуатации добывающих скважин 39 и 43 позволяет выделить следующие основные моменты:

- эпизодическая работа добывающих скважин вызвана пескопроявлением пласта и отсутствием электроэнергии;
- снижение дебитов скважин приводит к слабому снижению обводненности;
- наиболее работоспособными оказались насосы с относительно малой производительностью (до 15-20 м<sup>3</sup>/сут.). При этих режимах образования песчаных пробок не отмечается.

### 2.2.3 Вытеснение растворами полимера

Раствор биополимера БП – 92 концентрации 0,1 % был апробирован для вытеснения высоковязкой нефти Русского месторождения на физической модели пласта в условиях термального заводнения [16]. По результатам того единичного опыта остаточная нефтенасыщенность снизилась с 0,306 до 0,299, а  $K_{\text{выт.}}$  соответственно повысился на 1,8 % с 0,548 до 0,558. В соответствии с полученными невысокими результатами, использование раствора биополимера БП – 92 в сочетании с закачкой теплоносителя в технологических расчетах не оценивалось. Данный метод был признан неэффективным.

### **3 Специальная часть**

В данной выпускной квалификационной работе для оценки эффективности применения термохимического метода был выбран пласт ПК<sub>1</sub>, так как он является основным объектом разработки Русского месторождения.

Основная проблема в разработке пласта ПК<sub>1</sub>, связана с высокой вязкостью нефти, что предопределяет необходимость внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Также дынный пласт характеризуется:

- низкой пластовой температурой (18-23 °С), обусловленной небольшой глубиной залегания продуктивного пласта (до 870 м);
- многолетнемерзлые породы в интервале 0-400 м;
- газогидраты в интервалах зоны ММП;
- обширная газовая шапка;
- значительная латеральная неоднородность продуктивной залежи.

Пробная и опытно – промышленная эксплуатация продуктивного пласта ПК<sub>1</sub> Русского месторождения показали неэффективность применения обычного заводнения и промышленной добычи нефти с использованием обычной насосной эксплуатации скважин, а также полимерного заводнения.

Термохимический метод позволит решить проблему с высокой вязкостью нефти, а также добычи нефти с уменьшением количества пластовой воды вначале на мало обводненных месторождениях.

#### **3.1 Термохимический метод**

В последние годы учеными Российской академии наук и Московского университета были разработаны высокоэнергетические составы бинарных смесей, пригодных для теплового стимулирования добычи нефти [17]. Каждый 1 кг таких БС выделяет от 8 до 20 МДж тепла и способен нагреть на 100 К породу массой от 100 до 250 кг. Составы БС, разработанные в последние годы,



выделяют в 4-10 раз больше тепла, чем используемые ранее. При закачке растворов БС относительно маломощные промышленные насосы способны обеспечить протекание быстрой реакции, выделяющей тепло со скоростью, превышающей мощность современных насосов технического комплекса ГРП. Закачивая бинарные смеси с теплотворной способностью 8-20 МДж/кг со скоростью 8 кг/с, насосы стандартного ЦА обеспечивают образование горячей смеси газа с жидкостью (пенной), входящей в пласт. Максимальная возможная скорость выделения тепла (мощность) реакции в скважине при полном перемешивании реагентов равна:

$$2(4\text{кг/с})(8 - 20)\text{МДж/кг} = (60 - 160)\text{МДж/с} = (67000 - 200000)\text{л.с.}$$

(3.1)

Такая необычно высокая мощность может выделиться только при использовании эффективных смесителей реагентов.

При этом следует учитывать необходимость тщательной разработки и надежного контроля реакции БС, в которой выделяется горячий газ, совершающий работу при входе в пласт.

### **3.2 Способы эффективного применения БС**

Технология БС, в которой, как правило, создаются трещины для быстрого ввода теплоносителя в пласт, является технологией горячего разрыва пласта. Эксперименты, проведенные в лабораторных условиях и на скважинах, показали, что при использовании горячих газов для создания трещин в пластах с высоковязкими нефтями, необходимо давление на 20-30 % ниже, чем при использовании холодной воды.

Возможны два режима горячего разрыва пласта.

Режим 1 – низкотемпературный. Реакция в стволе скважины протекает при непрерывной закачке растворов, во время которой температура напротив продуктивного пласта не превышает температуру разрушения цементного камня, в котором закреплена обсадная труба (200-250 °С). Такой режим реакции создает трещины, по которым за короткое время в пласт можно ввести несколько десятков тысяч МДж тепла достаточного для прогрева тысяч тонн нефтяного пласта.

Режим 2 – высокотемпературный. Реакция в первой стадии протекает в стволе скважины, во время которой в пласте создаются трещины. На второй стадии отключается подача, и затем подается смесь инертной жидкости (воды или керосина) и порошка металла до заполнения ими трещин в пласте. Затем в трещины закачивается компонент, реагирующий с вышеуказанными порошком или гранулами. При этом пласт может нагреться до 300-400 °С.

Еще одним способом применения БС является гидрокрекинг нефти с уменьшением количества воды в нефтяном пласте. В этом случае специальные составы, подогретые до 250-400 °С, при взаимодействии с водой образуют водород, который уменьшает содержание воды в пласте.

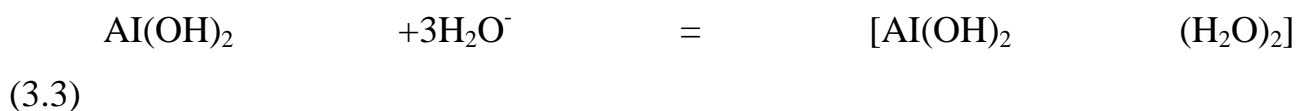
Реагенты, пригодные для обработки ПЗП, представлены в работах [17, 19]. К примеру, магний, алюминий, индий, галлий или их сплавы. Эти металлы при реакции с водой могут иметь два эффекта.

Первый заключается в химическом взаимодействии металла, например, алюминия с водой. Это реакция сопровождается выделением водорода:



Для протекания реакция нужно преодолеть ряд кинетических ограничений. Это достигается путем изменением pH среды. Она может быть как кислотной, так и щелочной, в зависимости от добавленных реагентов [18].

Второй эффект заключается в гидратации образовавшегося катиона алюминия молекулами воды при избытке щёлочи:



В ходе данной реакции 6 молекул воды могут быть связаны одним атомом алюминия. Этот процесс проходит почти без выделения тепла.

### 3.3 Расчеты по термохимическому методу

В данной работе предлагается обрабатывать прискважинную зону бинарной смесью.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметры	Обозначения	Значения
Вязкость нефти, Па*с	$\mu_2$	0,162
Толщина пласта, м	h	6
Пористость, доля. ед.	m	0,29
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_2$	902
Теплоемкость горных пород, кДж/кг*К	$C_T$	1,25
Теплоемкость газа, кДж/кг*К	$C_T$	1
Теплоемкость нефти, кДж/кг*К	$C_H$	2,1
Теплоемкость бинарной смеси, кДж/кг*К	$C_c$	3
Плотность горных пород, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_T$	2400
Теплопроводность пород, кДж/(м*сут*К)	$\lambda_{TK}$	260
Среднепластовое давление, МПа	$\bar{p}$	7
Пластовая температура, °С	T	19,5
Фазовая проницаемость, мД	$k_0$	68,3
Порядок реакции	a	2
Сжимаемость бинарной смеси, 1/бар	$\beta_G$	0,00001
Абсолютная проницаемость пласта, мД	k	360
Сжимаемость нефти, 1/бар	$\beta_H$	0,0001
Энергия активации химической реакции	$E_R$	77
Вязкость газа, Па*с	$\mu_3$	0,00002
Плотность тяжелого компонента нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{22}$	940
Молярная масса компонента, кг/моль	$M_6$	18,3
Универсальная газовая постоянная	R	8,31
Молярная масса газов, кг/моль	$M_3$	30

Плотность легкого компонента нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{21}$	860
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{10}$	1240
Вязкость воды, Па*с	$\mu_1$	0,0007

При этом в пласте можно выделить несколько фаз, каждая из которых перемещается с собственной скоростью фильтрации. Первая фаза включает воду и растворимые продукты реакции:



Вторая фаза заключает в подвижности нефти. Она состоит из 2 псевдокомпонентов: 1 – легкий, не претерпевающий фазовых превращений, и 2 – тяжелый, который участвует в процессах плавления и кристаллизации парафина. Массовое содержание парафинов в нефти влияет на плотность фазы  $\rho_2$ . Считается, что удельные объемы тяжелого и легкого компонента аддитивны:

$$\rho_2^{-1} = C_{21}\rho_{21}^{-1} + C_{22}\rho_{22}^{-1}, \quad (3.5)$$

где  $\rho_{21}$  и  $\rho_{22}$  – плотность легкого и тяжелого компонентов нефти соответственно.

Затем идет третья фаза, в ходе которой выделяется газ, в результате химической реакции (3.4). В целях упрощения выделение попутного нефтяного газа в пласте не учитывается. Газ считается идеальным:

$$\rho_3 = M_3 p / RT, \quad (3.6)$$

где  $M_3$  – молярная масса газа;

$R = 8,31$  – универсальная газовая постоянная.

Четвертая фаза - твердый парафин, осевший на скелете породы, истинная плотность которого  $\rho_4 = \rho_{22}$ .

Пористость скелета  $m$  считается постоянной, но основные уравнения допускают ее изменение совместно с плотностью скелета  $\rho_0$ . Каждая фаза характеризуется своей насыщенностью  $s_i$ , скоростью фильтрации  $u_i$ , фазовой проницаемостью  $k_i$ , вязкостью  $\mu_i$ , теплоемкостью  $c_i$ , а также давлениями. Считается, что капиллярное давление незначительно влияет на движение фаз, давление во всех фактах одинаково и равно  $p$ . Движение подвижных фаз подчиняется закону Дарси:

$$u_i = -\frac{kk_i}{\mu_i} \nabla p, i = 1,3. \quad (3.7)$$

В результате химической реакции выделяется тепловая энергия. Для упрощения системы уравнений, температуру всех фаз, включая твердую породу, будем принимать, одинаковой и равной  $T$ .

Система уравнений сохранения массы фаз и компонентов в пористой среде с учетом химической реакции и фазовых переходов имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(ms_1\rho_1)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_1 u_1) &= -ms_1 j M_3, \\ \frac{\partial(ms_1 y)}{\partial t} + \nabla \cdot (y u_1) &= -ms_1 j, \\ \frac{\partial(ms_1 a)}{\partial t} + \nabla \cdot (a u_1) &= 0, \\ \frac{\partial(ms_2\rho_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_2 u_2) &= J_2, \\ \frac{\partial(ms_2 c_{22}\rho_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (c_{22}\rho_2 u_2) &= J_2, \\ \frac{\partial(ms_3\rho_3)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_3 u_3) &= ms_1 j M_3, \\ \frac{\partial(ms_4\rho_4)}{\partial t} &= -J_2, \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$C_{10} = 1 - \frac{1}{\rho_1} \sum_{i=1}^4 M_{1k} x_{1k}, C_{21} = 1 - C_{22},$$

$$s_1 + s_2 + s_3 = 1,$$

где  $j$  – скорость химической реакции (3.4);

$J_2$  – скорость плавления твердых парафинов.

Скорость химической реакции (3.4) пропорциональна мольным концентрациям реагирующих веществ. При помощи уравнения Аррениуса можно описать зависимость скорости химической реакции от температуры  $T$ :

$$j = k_{10} e^{-E_R/RT} y^a. \quad (3.9)$$

При помощи зависимости Льюиса и Скуайера была описана зависимость вязкости нефти от температуры:

$$\mu_2^n = \mu_{2r}^n + \frac{T+T_r}{T^*}, \quad (3.10)$$

где  $n = 0,266$ ;

$T^* = 233$  – константы;

$\mu_2^n$  – вязкость нефти при пластовой температуре  $T_r$ .

При закрывании скважины на период протекания химической реакции, будем считать, что нефть и вода практически неподвижны в данный период. Это упрощает описание роста температур в пласте. При этом используется уравнение:

$$T = T_r + \frac{(1-s_t)s_1^* Q_R}{(\rho c)^* c_p}, T_m = T_r + \frac{s_1^* Q_{RY}^*}{(\rho c)^*}, \quad (3.11)$$

где  $T_m$  – температура в пласте после завершения реакции.

Это значение пригодится для расчета поля температуры, которое возникает в ходе закачки БС. При использовании формулы (3.11) могут быть получены точные результаты.

Время протекания реакции с учетом (3.11) можно рассчитать по формуле:

$$t = \frac{C_p}{k_0} \left( e^{x_m} (x_m f + 1) Ei(x_r - x_m) + e^{x_r} \frac{x_m f}{(x_m - x_r)} - Ei(x_r) \right), \quad (3.12)$$

$$x = \frac{E_R}{RT}, x_m = \frac{E_R}{RT_m}, x_r = \frac{E_R}{RT_r}, f = \frac{(T_m - T_r)}{T_m} \left( \frac{1}{y^* C_p} - 1 \right).$$

Далее образуется фронт температуры (3.11). Его положение можно определить с помощью накопленной добычей нефти из пласта  $Q_2$ :

$$Q_2 = \frac{\pi h (r_d^2 - r_{d0}^2) R_r}{R_2}, Q_2^{tot} = Q_2(\tau_3) = \frac{\pi h (r_w^2 - r_{d0}^2) R_r}{R_2}, \quad (3.13)$$

где  $r_d$  – положение фронта температур при накопленном отборе нефти  $Q_2$ ;

$r_{d0}$  – положение фронта температур в начальный момент времени;

$Q_2^{tot}$  – накопленная добыча нефти на момент времени, когда фронт температуры дойдет до скважины.

Для расчёта дебита скважины используется уравнение Дюпюи. Из-за того, что вязкость нефти в зоне  $r_w \leq r \leq r_d$  понижена, подходит формула:

$$\frac{dQ_2}{dt} = \frac{2\pi k h \Delta p}{\int_{r_w}^{r_d} \mu_2(T) \frac{dr}{r} + \mu_{2r} \ln \frac{r_d}{r_w}}. \quad (3.14)$$

Расчеты производились по методике Варавва [20]. Результаты расчетов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов

Параметры	Обозначения	До обработки	После обработки		
			30 °С	60 °С	90 °С
Забойное давление, МПа	P	7	7	7	6
Насыщенность газом, %	s	0,1	0,14	0,17	0,3
Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	q <sub>2</sub>	23	34	48	31
Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	q <sub>1</sub>	12	14	7	7
Обводненность, %	W	27	25	17	19

Данные, полученные в ходе расчетов, можно увидеть на рисунках 3.1 и 3.2. Радиус прогрева составляет 5 м. Также на глубину 5 м проходит закачанная вода. При использовании данного метода стенки скважины прогревались максимально на 90 °С, а в среднем на 32 °С. Газ, выделившийся в ходе реакции, очень подвижен и проникает в пласт на глубину 25 м. Однако, так как насыщенность газом невелика, он не оказывает существенное влияние на подвижность нефти.

Примерно 120 дней длится эффект от закачки БС. В первые 10 дней после обработки наблюдается повышенная обводненность скважины, затем закачанная вода добывается вместе с нефтью и обводненность снижается. Отношение разницы накопленной добычи нефти в вариантах с и без обработки бинарной смесью к массе закачанных реагентов составило 68 м<sup>3</sup> /т. Вклад снижения вязкости нефти составил 55%, вклад очистки прискважинной зоны 45%.



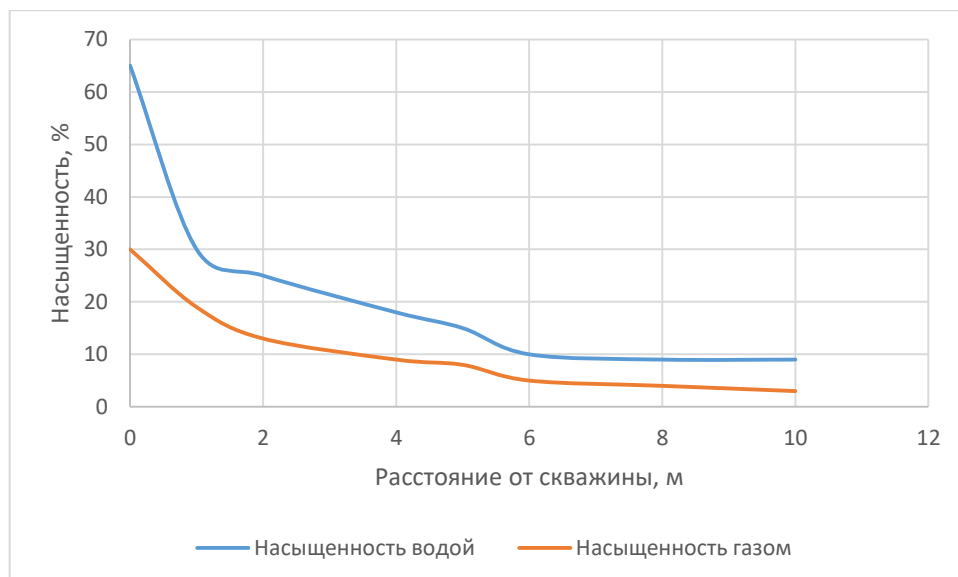


Рисунок 3.1 – Распределение насыщенностей в прискважинной зоне

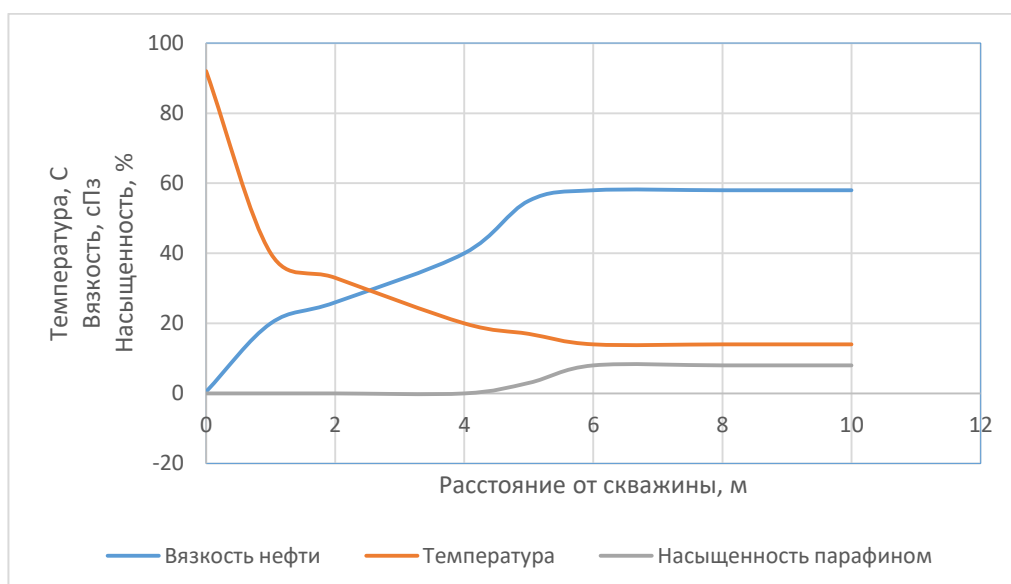


Рисунок 3.2 – Снижение вязкости нефти и очистка призабойной зоны пласта

### 3.4 Технические мероприятия для осуществления термохимического метода

В начале производят монтаж оборудования на выбранной кустовой площадке месторождения. Оборудование оснащается устройствами для контроля температуры и давления, в том числе глубинным высокотемпературным датчиком.

Перед закачкой бинарного состава определяют приемистость пласта, а также производят первичные замеры температуры и давления в интервале перфорации скважины, в зависимости от которых определяют режимы и требуемый объем закачки бинарной смеси, а также порядок подачи реагентов.

В соответствии с рассчитанным объемом бинарной смеси непосредственно на кустовой площадке приготавливают раствор БС с помощью специальных передвижных установок для приготовления растворов БС.

Далее производят двухстадийную закачку раствора бинарной смеси. На первой стадии закачивают часть приготовленного раствора бинарной смеси (до 25%), общее необходимое количество которого определяется в зависимости от ранее определенных характеристик пласта.

Закачка небольшого количества бинарной смеси на первой стадии позволяет создать необходимую температуру для расплавления АСПО. Выделение большого количества газа способствует «прочистке» пор коллектора от кольматирующих отложений и прочего. В результате значение скин-фактора понижается до значений  $-1 \dots -3$ , приемистость возрастает до  $150-400 \text{ м}^3/\text{сутки}$  при  $100 \text{ кгс/см}^2$ .

После подачи части БС на первой стадии производят закачку активатора и продавочной жидкости (воды).

На второй стадии производят закачку оставшегося объема БС. Причем в процессе закачки при росте давления закачки более чем в 1,5 раза от заданного рабочего давления снижают расход БС вплоть до останова ее закачки, после чего осуществляют подачу пресной воды и далее, при восстановлении давления закачки до рабочего, продолжают закачку оставшегося объема БС. После закачки БС производят закачку активатора реакции (например: водный раствор соляной кислоты) и пресную воду.

Также возможен вариант, при котором двухстадийная закачка БС производится без регламентации перерыва на устранение из ствола продуктов кольматации и АСПО. В данном случае проводят закачку малой первой порции раствора БС, отделяют ее прокладкой слабого водного раствора активатора

(например, формалина (0,5-1,0 м<sup>3</sup>)), водяной прокладкой, а затем подают основную порцию расчетного объема БС.

После закачки БС производят закачку небольшого расчетного объема продавочной жидкости с последующей подачей активатора реакции. Завершают процесс закачкой пресной воды.

Впоследствии, после вывода скважины на режим добычи и ее работы около месяца, допускается также проведение еще одной обработки скважины БС меньшим объемом (примерно 50 % от количества второй стадии первой обработки скважины), при этом предварительно проводят мероприятия по устранению из скважины механических примесей, вынесенных в результате работы скважины в режиме.

Закачка всех реагентов производится через одну и ту же насосно-компрессорную трубу. Таким образом, экзотермическая реакция разложения БС происходит непосредственно в пласте, что позволяет передавать всю выделившуюся энергию напрямую пластовому флюиду и разогревать коллектор пласта. Быстрое выделение большого количества тепла и газов создает в порах и трещинах давление, необходимое для расширения существующих трещин и дополнительного разрыва пласта, с развитием дальнейшего проникания продуктов реакции и температуры в пласт.

По сравнению с ныне действующей паровой технологией, применяемой для разработки месторождений битуминозных песков, технология БС пригодна для стимулирования добычи нефти и битумов, находящихся в любых коллекторах.

В свете изложенного реальным представляется создание, возможно, вначале затратной, а в перспективе коммерчески выгодной технологии промышленной термохимии, в частности, промышленной металлотермии, что позволит решить проблему добычи нефти с уменьшением количества пластовой воды вначале на мало обводненных месторождениях. После решения этой задачи можно будет ставить вопрос об «оживлении» сильно обводненных

законсервированных месторождений в недрах большинства которых осталось не менее половины запасов углеводородов [21].

## **4 Безопасность и экологичность**

Нефтегазовая промышленность – одна из самых опасных сфер деятельности для людей, которые не только непосредственно работают на предприятиях этого типа, но и для людей, находящихся в близлежащих районах. Также производственная деятельность предприятий нефтегазового комплекса неизбежно связана с техногенным воздействием нефтедобычи на объекты природной среды

Основные причины возникновения аварий или чрезвычайных ситуаций в этой сфере связаны с такими опасными условиями, как высокие температуры и давления, химически опасные вещества. При нарушении техники безопасности нефтехимическое производство может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, разрушениям, пожарам, гибели людей и значительным материальным потерям.

Поэтому необходимо производить работы по предупреждению этих чрезвычайных происшествий, строго соблюдать правила эксплуатации, следить за экологичностью производства.

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

При проведении термохимической обработки пласта производятся работы по приготовлению бинарных смесей и закачке их в скважину. Процесс закачки происходит на открытой производственной площадке, все необходимое оборудование находится на расстоянии 10 м от устья скважины.

Во время проведения закачки БС негативное воздействие на людей, экологические системы и инженерно-технический комплекс предприятия оказывают:

– физические факторы (ударные волны и осколочные поля, тепловые и световые излучения, электрический ток, электрические и магнитные поля,

движущиеся машины, механизмы и части оборудования, виброакустические факторы – шум, вибрация, ионизирующие излучения ит.д.);

– химические факторы (действие вредных веществ, распространившихся в воздухе, водной среде или на поверхности земли, рабочих площадок и помещений);

– биологические факторы (микроорганизмы на территории объекта);

– психофизиологические факторы (физические и нервно-психические перегрузки человеческого организма).

Основным источником опасности, являются: сосуды, работающие под давлением; содержащиеся в атмосфере сероводород, токсические химреагенты (кислота, щелочь); вращающиеся детали различных механизмов; электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов [22].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [23].

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ планируется проводить в условиях открытой кустовой площадки Русского месторождения, расположенного в Ib климатическом регионе.

Ямало-Ненецкий автономный округ относится к континентальной климатической зоне. Среднегодовая температура -8,5 °С. Средняя температура самого холодного месяца -27,1 °С, а самого жаркого +14,6 °С. Годовая сумма

осадков составляет 531 мм, при этом подавляющее количество (до 353 мм) выпадает в теплый период (с апреля по октябрь).

При низких температурах воздуха для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 18-22 °С.

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. В зимнее время проходы периодически чистятся и содержатся в соответствующем состоянии.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентраций 30 мг/м<sup>3</sup>.

На производственных объектах должны быть санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам. В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, места для размещения устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды. [24]

В помещении следует иметь бачок с питьевой водой, аптечку с полным набором медикаментов первой помощи, носилки и мебель.

Работы должны выполняться в очках и в спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислот и т.д.) должен быть:

- аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- запас чистой пресной воды;
- нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

В таблице 4.1 представлены требования к производственному освещению.

Таблица 4.1 – Требования к производственному освещению

Характеристики	Оборудование, значения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	Лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20, 20
Источники питания аварийного освещения	Аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	Газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	Газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света. В помещениях и



наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие обеспечиваются противогазами. Для исключения опасности попадания инородных тел [25].

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.2 [26].

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (В пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100 % свободной О <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	3
Спит метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С <sub>1</sub> -С <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка соответствуют максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений.

Одиночно установленное оборудование имеет самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности.

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада проходит инструктаж для ознакомления с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварии (ПЛА) и планом работ. С работниками проводится инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ,

газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, находятся во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [27].

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [28].

Таблица 4.3 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации Русского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит;
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии находятся первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт [29].

Противопожарный инструмент находится на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устьевой арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания [30].

Извещение работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ происходит при помощи сигнализаторов СВК-

ЗМ1, СГН-1ХЛ4, которые реагируют на наличие в воздухе горючих веществ (паров нефти и нефтепродуктов).

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. Реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> <li>– розлив хим. реагента в помещении УДХ</li> <li>– загазованность помещения</li> <li>– отравление парами хим. реагента, облив хим. реагентом</li> </ul>
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс газа и розлив нефти в помещении</li> <li>– поражение людей продуктами сгорания</li> <li>– загазованность территории и помещения</li> <li>– розлив хим. реагента</li> </ul>
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс газа и розлив нефти в окружающую среду</li> <li>– загазованность территории</li> <li>– отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Производственная деятельность предприятий нефтегазового комплекса неизбежно связана с техногенным воздействием нефтедобычи на объекты природной среды. В силу специфических особенностей ведения горных работ нефтедобывающая отрасль относится к числу отраслей-загрязнителей окружающей среды. Как показывает практика, геохимический техногенез свойственен всем этапам освоения месторождений углеводородов – от бурения скважин до введения в эксплуатацию, а также на протяжении всего периода эксплуатации. С целью охраны окружающей среды приняты документы, регламентирующие соблюдение экологических требований при выполнении всех видов хозяйственной деятельности на территории России.

#### Охрана воздушной среды:

- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин;
- внедрение методов освоения скважин с минимальным выбросом веществ в атмосферу;
- 100-процентный контроль сварных соединений при строительстве трубопроводов;
- аварийное сжигание газа на площадке скважин должно проводиться с применением специальных устройств, обеспечивающих более полное и бездымное сгорание.

При бурении скважин и добыче нефти выполнять следующие рекомендации по охране пресных подземных вод:

- подъем цемента до устья скважин;
- проверка качества крепления скважин в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- глубина спуска кондуктора, его качественный цементаж должны обеспечивать перекрытие зоны пресных вод на полную мощность и исключить попадание глубинных флюидов в приповерхностную гидросферу;
- обеспечить регулярные (не реже одного раза в полгода) проверки герметичности колонны нагнетательных скважин и исследование с помощью термометрии заколонных перетоков скважин;
- для герметизации резьбовых соединений использовать соответствующие смазки [31].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была выполнена поставленная цель – произведен расчет параметров термохимического метода и оценена эффективность его применения на Русском НГКМ.

Изучив литературные источники по теме и проанализировав полученную информацию, был сделан вывод о том, что наиболее эффективным будет закачка бинарных смесей с применением горячего разрыва пласта. Это позволит максимально быстро и эффективно осуществить подачу смеси в пласт.

В ходе обработки продуктивный пласт прогревается на расстояние 5 м от скважины, что приводит к понижению вязкости нефти в обрабатываемой зоне и к растворению твердых отложений парафинов в нефти. Дополнительная накопленная добыча нефти в результате обработки составила 68 м<sup>3</sup> на 1 т закачанной бинарной смеси. Вклад очистки прискважинной зоны от парафинов составил 45%.

Подводя итог вышесказанному, следует отметить, что метод извлечения нефти при помощи закачка БС обладает огромным потенциалом. Возможность применения этого метода не зависит от глубины залегания нефти, его можно осуществлять в обводненных, глинистых, песчаных и карбонатных пластах. Также, за счет протекающих реакций, допускается не сильное обводнение пласта.

Основной проблемой термохимического метода является обеспечение безопасности при протекании реакций. Для этого используется специальное оборудование, которое не производится в России.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГКЗ – Государственная комиссия по запасам
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГИС – геофизические исследования скважин
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
- ППД – поддержание пластового давления
- ММП – многолетние мерзлые породы
- ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ
- БС – бинарная смесь
- БП – биополимер
- ДНС – дожимная насосная станция
- ЦА – цементированный агрегат
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка
- РФ – Российская Федерация
- НГР – нефтегазоносный район
- НГО – нефтегазоносная область
- НПП – нефтегазоносная провинция
- НГК – нефтегазоносный комплекс
- МЗС – многозабойная скважина
- ВВН – высоковязкие нефти
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ГРП – гидроразрыв пласта
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

УДН – удельная добыча нефти

ЛЭП – линия электропередачи

ПУЭ – правила устройства электроустановок

УДХ – установка дозирования реагентов

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПЛА – план ликвидации аварии

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Брехунцов, А.М. Ямало-Ненецкий Автономный Округ, как основа топливно-энергетического комплекса России / А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, В.Н. Бородкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. - № 5. – С. 9-16.
2. Лёзин, В. А. Реки и озера Тюменской области: словарь-справочник / В.А. Лёзин. – Тюмень: Пеликан, 1995. — 300 с.
3. Бочкарев, В.С. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дешеня // Геология нефти и газа – 2000. - №1. – С. 5-13.
4. Бородкин, В.Н. Особенности строения, корреляции и индексации основных продуктивных резервуаров (пластов) неокома севера Западной Сибири в связи с условиями их осадконакопления / В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, Н.П. Дешеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. - № 2. – С. 9-14.
5. Бочкарев, В.С. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири / В.С. Бочкарев, В.Г. Криночкин // Труды Института геологии и геофизики, сб. «Тектоника платформенных областей». – Новосибирск, 1988. - вып.728. – С. 80-121.
6. Ермаков, В.И. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов. - М.: Недра - 1995. – 464 с.
7. Топорков, В.Г. Детальные петрофизические исследования керн из пластов ПК<sub>1-2</sub> Ван-Еганского месторождения с использованием низкотемпературной технологии (скв. 2010): отчет / В.Г. Топорков, С.Ю. Рудаковская, В.Н. Орлов, А.Г. Грачев, Е.В. Постников, А.В. Постников – Тверь, 2004.

8. Дунюшкин, И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева. - М.: Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.

9. Исследование пластовой нефти объекта ПК1-2 Вань-Еганского месторождения (скважина №900): технический отчет – Тюмень: НИПИНЕФТЕГАЗ, 2004.

10. Береснев, Н. Ф., Подсчет запасов нефти и газа в сеноманской залежи Русского месторождения Ямало-ненецкого национального округа Тюменской области / Н.Ф. Береснев, С.А. Фелорцова, К.В. Островская. – Тюмень, 1971.

11. Протокол № 6526 заседания государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при совете министров СССР (ГКЗ СССР) от 12 апреля 1972 г., Русское месторождение нефти и газа.

12. Ревнивых, В.А. Переоценка балансовых запасов нефти и газа Русского месторождения: отчет о научно-исследовательской работе / В.А. Ревнивых, В.М. Решетникова. – Тюмень: СибНИИНП, 1993.

13. Геолого-геофизическое, промысловое и экологическое обеспечение технологической схемы разработки опытного участка Русского месторождения с применением паротеплового воздействия в соответствии с утвержденной концепцией его освоения: отчет – Тюмень: СибНАЦ, Геодата, НПЦ «СибГео», 2000.

14. Уточненная схема разработки опытного участка Русского месторождения с применением тепловых методов воздействия. тема 08/81-85 Этап V - ВНИИ, СибНИИНП, НГДУ Заполярнефть, ЗапСибНИГНИ, НПО Союзтермнефть, 1982.

15. Технологическая схема разработки опытного участка сеноманской залежи Русского месторождения с применением паротеплового воздействия и в соответствии с утвержденной концепцией его освоения. Отчет ЦГЭ, СибНАЦ, Марктсервис, Геодата, НПЦ «СибГео». Москва-Тюмень-Краснодар 2000 г.

16. Балакин, В.В. Экспериментальные исследования эффективности довытеснения нефти раствором биополимера (Продукт БП-92) в зависимости от

свойств нефти / В.В. Балакин, В.Б. Губанов, К.А. Соболев. // НТС Нефтепромысловое дело. – 2004. - № 8. – 29 с.

17. Вершинин, В.Е. Способ термохимической обработки нефтяного пласта / М.Н. Кравченко. – Москва, 2018. – 12 с.

18. Хавкин, А.Я. Влияние рН закачиваемой воды на особенности применения глиностабилизаторов / А.В. Сорокин, Л.С. Табакаева // Естественные и технические науки. – 2003. – № 6. – С. 117-125.

19. Щелкачов, В. Н. Подземная гидравлика / Б. Б Лапук. – Москва, 2001.

20. Варавва, А. И. Оценка эффективности обработки прискважинной зоны энерговыделяющей бинарной смесью / А. И. Варавва, А. В. Татосов, В. Е. Вершинин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование, 2018. – № 2. – С. 8-21.

21. Александров, Е. Н. Способ стимулирования процесса добычи нефти / П. Е. Александров. – Москва, 2015. – 9 с.

22 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – введ. 30.06.2003. – Москва: Стандартинформ, 2003. – 167 с.

23 СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – введ. 01.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 12 с.

24 СНиП II-92-76 «Строительные нормы и правила. Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий». – введ. 01.07.1977. – Москва: Стандартинформ, 1977. – 35 с.

25 ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. «Средства защиты работающих. Общитребования и классификация». – введ. 01.07.1990. – Москва: Стандартинформ, 1990. – 7 с.

26 СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – введ. 30.06.2003. – Москва: Стандартинформ, 2003. – 31с.

27 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – введ. 21.06.2003. – Москва: ПИО ОБТ, 2003. – 167 с.

28 ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения». – введ. 01.01.1991. – Москва: Стандартиформ, 1991. – 112 с.

29 ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации». – введ. 30.06.2003. – Москва: Стандартиформ, 2003. – 111 с.

30 Безопасность жизнедеятельности: учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон.дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47с.


31 СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемнопланировочным и конструктивным решениям» - Введен 24.06.2013. – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России), 2013. – 187 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ


 Н.Г. Квеско  
«28» 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оценка эффективности применения термохимического метода на Русском  
нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель  доцент, канд. техн. наук Е.В. Безверхая  
подпись, дата

Выпускник  Т.В. Ерофеева  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность  Е.В. Мусяченко  
подпись, дата

Нормоконтролер  С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021