

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 внутрипластового горения на Русском  
нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к.т.н.  
подпись, дата

Е.В. Безверхая

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Д.А. Проскурин

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка эффективности применения внутрипластового горения на Русском нефтегазоконденсатном месторождении» содержит 76 страниц текстового документа, 12 таблиц, 6 формул, 11 иллюстраций, 30 использованных источников.

Ключевые слова: нефть, высоковязкие нефти, методы увеличения нефтеотдачи, пласт, внутрипластовое горение, влажное внутрипластовое горение.

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

Цель выпускной квалификационной работы: провести оценку эффективности применения метода внутрипластового горения в пласте ПК<sub>1</sub> Русского НГКМ.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- изучение литературных источников по теме работы;
- расчет внутрипластового горения;
- анализ полученных результатов и оценка эффективности применения внутрипластового горения на Русском НГКМ.

Актуальность данной работы обуславливается тем, что до сих пор на Русском месторождении основным осложняющим фактором при разработке являются высоковязкие нефти.

В результате работы выявлена достаточно высокая эффективность применения метода внутрипластового горения. Был подсчитан ожидаемый дебит нефти в добывающей скважине и другие параметры ВВГ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2. Природно-климатические условия.....	8
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	9
1.4. Характеристика и строение продуктивных пластов.....	16
1.5 Тектоника.....	17
1.6 Нефтегазоносность.....	20
1.7 Физико-литологическая характеристика коллекторов.....	23
1.8 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа.....	28
1.9 Запасы нефти и газа.....	32
1.10 КИН.....	38
2 Технологическая часть.....	39
2.1 Анализ разработки месторождения.....	39
2.2 Анализ эффективности примененных методов МУН.....	45
2.2.1 Закачка термальных вод.....	45
2.2.2 Вытеснение растворами полимера.....	47
3 Специальная часть.....	48
3.1 Метод внутрипластового горения.....	48
3.2 Расчет эффективности ВВГ.....	52
4 Безопасность и экологичность.....	58
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	58
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	59
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	60
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	63

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	64
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ....	66
4.7 Экологичность проекта.....	67
Заключение .....	70
Список сокращений .....	71
Список использованных источников .....	73

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует тенденция на увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли ТИЗ, к которым относится тяжелая нефть с вязкостью 30 мПа\*с и выше. Запасы таких видов нефти составляют не менее 1 трлн. тонн, что более чем в пять раз превышает объём остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости. Также во многих промышленно развитых странах мира тяжелая нефть рассматривается в качестве основной базы развития нефтедобычи на ближайшее будущее.

Россия обладает значительными ресурсами ТИЗ, и их объём составляет около 55 % от общих запасов российской нефти. Одним из крупнейших по запасам месторождений в России с ВВН 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 данной работы является оценка эффективности применения метода внутрипластового горения, которое должно путем воздействия высоких температур уменьшить вязкость нефти, тем самым облегчив ее извлечение.

Для реализации цели, нужно выполнить следующие задачи:

- изучить литературные источники по теме работы;
- произвести расчеты внутрипластового горения;
- проанализировать полученные результаты и оценить эффективность применения внутрипластового горения на Русском НГКМ.

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

Ближайшими месторождениями, находящимися в стадии промышленной эксплуатации, являются: Заполярное газоконденсатное месторождение, Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное, расположенное в 190 км юго-западнее и Уренгойское газоконденсатное – в 150 км западнее лицензионного участка.

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 ЖД станцию «Коротчаево» и речпорт «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.

Уренгой. В п. Тазовский в зимнее время действует аэропорт с ледовой полосой, площадки для приема вертолетов имеются в п. Тазовский и Газ-Сале [1].

## 1.2 Природно-климатические условия

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. Наибольшую протяженность имеет р. Малая Тыдыоттаяха (113 км).

Среднегодовая температура отрицательна (минус 8,5°С). Средняя температура самого холодного месяца (января) – минус 27,1°С, а самого жаркого (июля) плюс 14,6 °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.

По геокриологическим условиям район относится к Северо-Пур-Тазовской области сплошного распространения многолетнемерзлых горных пород. Толщи многолетнемерзлых пород имеют непрерывный разрез по вертикали от кровли до подошвы. Среднегодовые температуры многолетнемерзлых пород в пределах месторождения изменяется от минус



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

### 1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

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. МСК стратиграфической схемой мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины и отражено на рисунке 1.2.

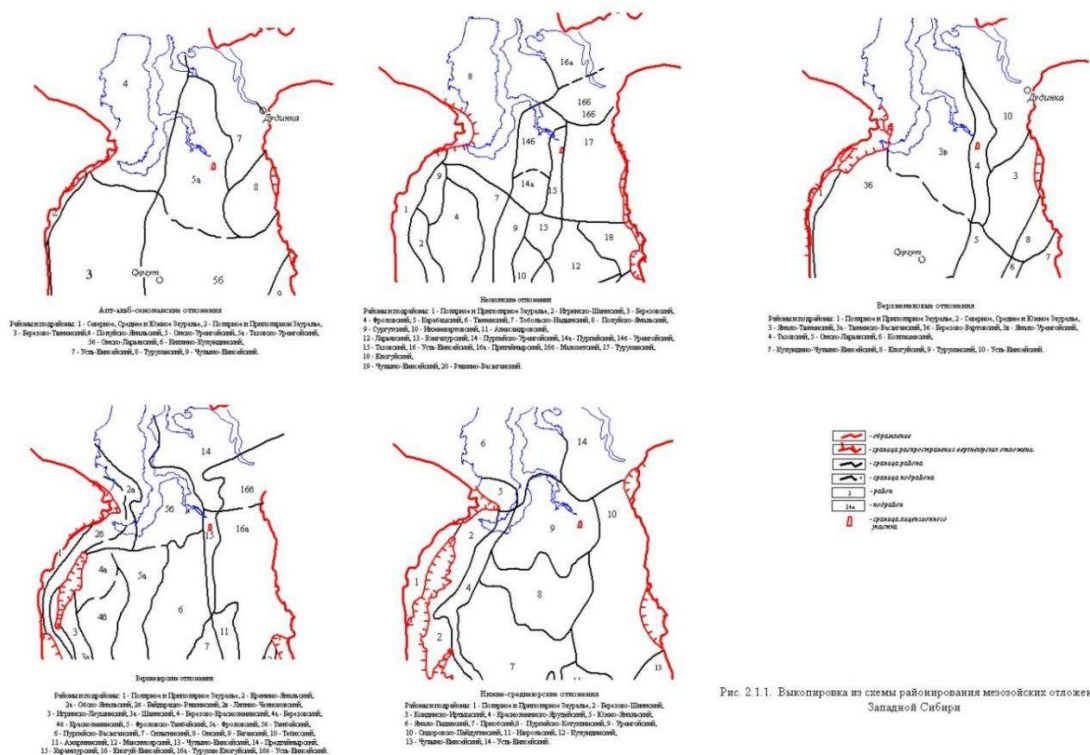


Рис. 2.11. Выкопировка из схемы районирования мезозойских отложений Западной Сибири

Рисунок 1.2 – Стратиграфическая схема мезозойско-кайнозойских 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, СГ-6), 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 алевроитовые, 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 алевроитистыми, 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 БТ<sub>0</sub>-БТ<sub>8</sub>, АТ<sub>10-11</sub>.

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 МХ<sub>1</sub>-МХ<sub>10</sub>.

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. Алевриты, 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-алеврито-глинистые и глинисто-кремнистые отложения палеоценового и эоценового отделов, сформировавшиеся преимущественно в морских условиях, объединены в называемый надгоризонт.

В пределах рассматриваемой площади от предчетвертичного размыва сохранились палеоценовые отложения, которые в Тазовском фациальном районе выделяются в тибейсалинскую свиту.

Тибейсалинская свита сложена в нижней части углистыми глинами с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней - преимущественно алеврито-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-алевритоглинистых отложений надпойменных террас, пойм, озер и болот. Мощность четвертичных отложений 45-100 м [3].

#### 1.4. Характеристика и строение продуктивных пластов

В разрезе Русского месторождения продуктивными являются сеноманские (пласты ПК<sub>1-7</sub>) и баррем-аптские (пласты ПК<sub>21-2</sub>, ПК<sub>22-1</sub> и МХ<sub>8</sub>) отложения [4].

Сеноманские отложения слагают верхнюю часть покурской свиты. В составе свиты преобладают песчаники и алевролиты, неравномерно переслаивающиеся с глинами. Мощность песчаных пластов достигает 10-15 м, реже-30 м. Мощность глинистых пластов и пачек на коротких расстояниях изменяется от 0,5-2,0 до 25 м.

Характеристики пластов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика пластов

Пласт	Толщина			Эффективная толщина			К. песч.		
	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
ПК <sub>1</sub>	29.3	35.6	33.22	5.40	29.90	19.32	0.18	0.86	0.58
ПК <sub>2</sub>	27.5	47.5	33.00	3.60	32.40	17.34	0.12	0.84	0.53
ПК <sub>3</sub>	37.1	62.5	51.13	11.20	39.60	30.67	0.24	0.92	0.60
ПК <sub>4</sub>	29.9	53.9	43.04	12.40	48.60	30.50	0.32	0.95	0.71
ПК <sub>5</sub>	12.9	32.2	22.12	12.90	32.10	15.69	0.31	0.98	0.71
ПК <sub>6</sub>	21.6	38.8	33.61	5.60	28.90	19.38	0.25	0.90	0.58
ПК <sub>7</sub>	23.3	35	27.88	4.20	30.60	17.36	0.15	0.75	0.62
ПК <sub>5-7</sub>	73.2	98.5	83.60	39.50	80.20	52.43	0.47	0.89	0.63



Пласты ПК<sub>21-2</sub>, ПК<sub>22-1</sub>. В результате опробования скв. 71 в подошве покурской свиты были выявлены газовые залежи пластов ПК<sub>21-2</sub>, ПК<sub>22-1</sub>. В продуктивной скважине 71 эффективные толщины пластов составляют соответственно 3 м и 3,3 м.

Пласт ПК<sub>21-2</sub> полностью заглинизирован в скважинах 70, 40. На юго-западе структуры в районе скважин 150 и 151 его эффективные толщины возрастают до 9-12 м. Пласт ПК<sub>22-1</sub> заглинизирован в скважинах 25, 40, 70. Его эффективные толщины также увеличиваются в районе скважин 150 и 151 в связи с общим опесчаниванием нижнепокурской подсвиты в этой части структуры. Керном пласты не охарактеризованы.

Пласт МХ<sub>8</sub> в низах малохетской свиты продуктивен в скважине 70. Пласт представляет собой песчаный резервуар с эффективными толщинами от 26 до 43 метров. Высокая песчанистость разреза малохетской свиты обусловила невыдержанность развития перекрывающих пласт глины и их полное отсутствие в разрезе скважин 150 и 151 [5].

## **1.5 Тектоника**

Русское месторождение приурочено к той части Западно-Сибирской геосинеклизы, где фундаментом являются салаириды, но они расположены на простирании герцинид Обь-Тазовской складчатой системы (рисунок 1.3). Осадочный чехол слагается триас-палеогеновыми отложениями, которые с большим перерывом перекрыты рыхлыми четвертичными осадками.

Породы складчатого фундамента на Южно-Русском месторождении представлены чёрными глинистыми сланцами с туфами и толщами метаморфизованных известняков тёмно-серого цвета.

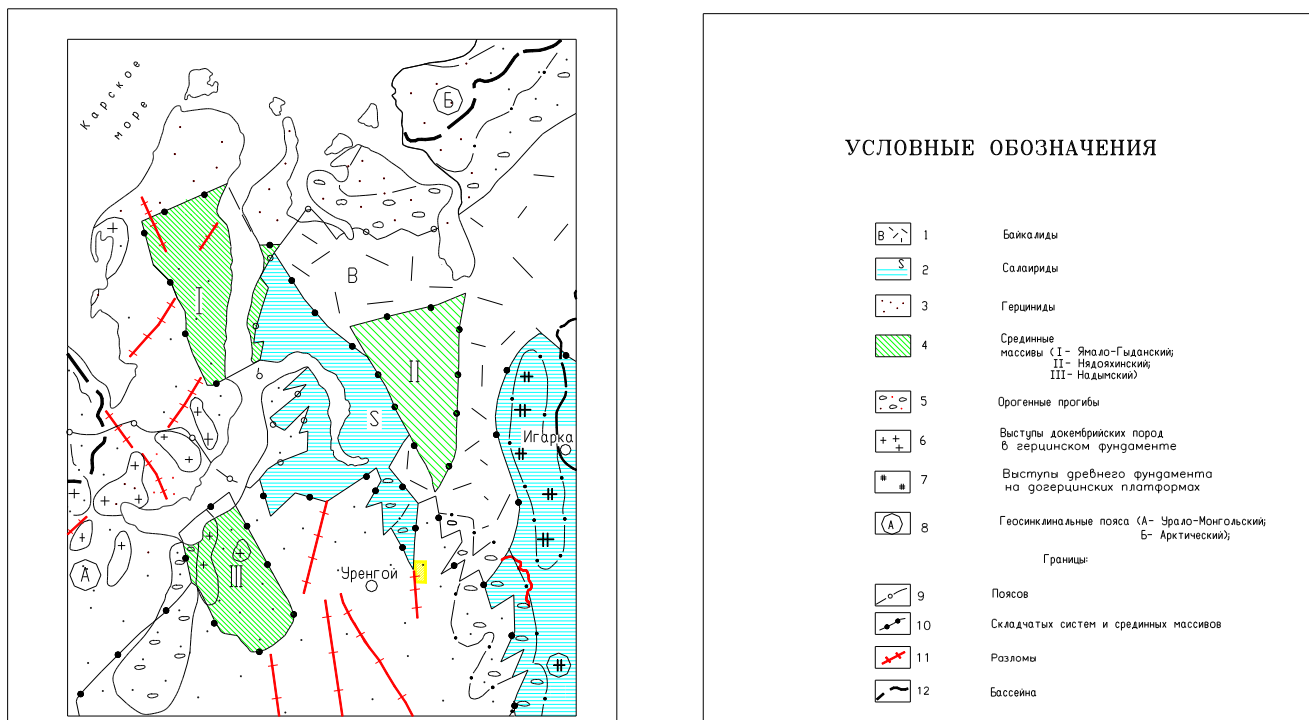
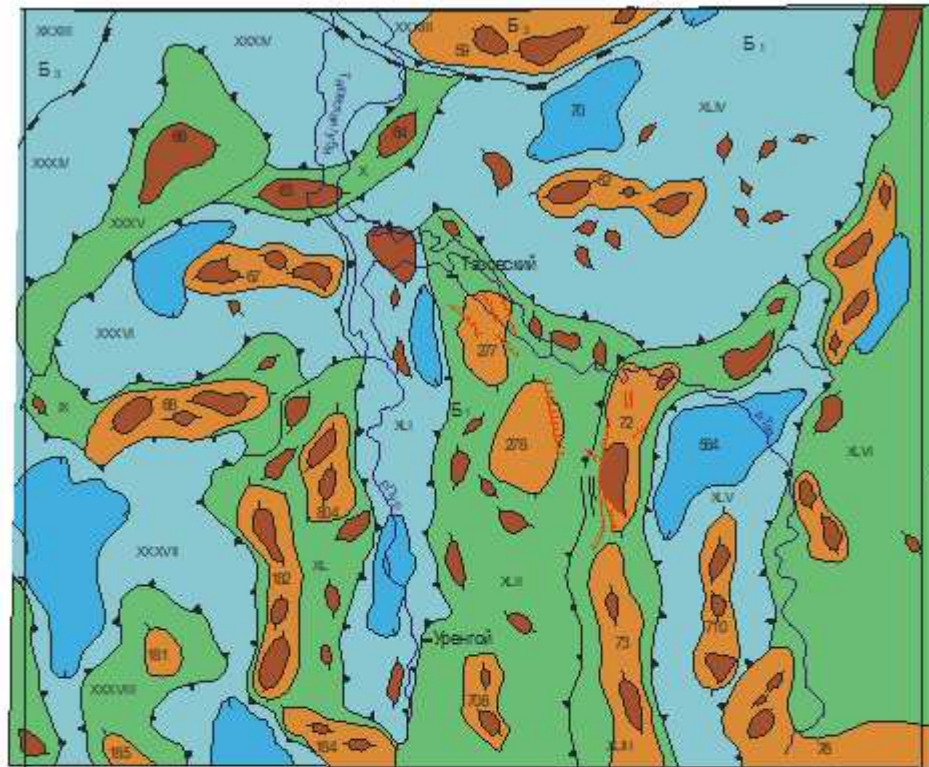







Рисунок 1.3 - Схема тектоники “фундамента” северной части Западно-Сибирского бассейна

Чехол перекрывает гетерогенный палеозой с угловым несогласием, сложен терригенными отложениями триасового, юрского, мелового и палеогенового возраста. Он перекрыт со стратиграфическим несогласием и длительным перерывом, приходящимся на неогеновый период (эоцен и олигоцен - размывы), четвертичными осадками.

Русский вал является северной частью Русско-Часельского мегавала, который осложняет восточную часть Надым-Тазовской синеклизы (рисунок 1.4). Русско-Часельский мегавал на западе примыкает к Хадыряхинской моноклинали, а на востоке – к Нижнетазовской впадине, переходя к северу в виде периклинали - в Большехетскую впадину. Шарнир Русско-Часельского мегавала плавно воздымается в южном направлении. Крылья мегавала симметричные, пологие, и лишь в пределах именно Русского вала разбиты сбросами [6].



Границы структур:

- |   |  |
|---|--|
|  | надпорядковых (синеклизы, гряды)   |
|  | структур I-го порядка (мегавалов, впадин, мегапрогибов)                            |
|  | структур II-го порядка (валов, куполовидных поднятий, прогибов, структурных носов) |
|  | локальных поднятий и впадин  |
|  | дизъюнктивные нарушения  |

Масштаб 1 : 2 500 000

Рисунок 1.4 - Тектоническая карта Западно-Сибирской синеклизы

## 1.6 Нефтегазоносность

Русская площадь расположена (рисунок 1.5) на юго-востоке Тазовского НГР Пур-Тазовской НГО в пределах земель с весьма высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов Западно-Сибирской НГП.

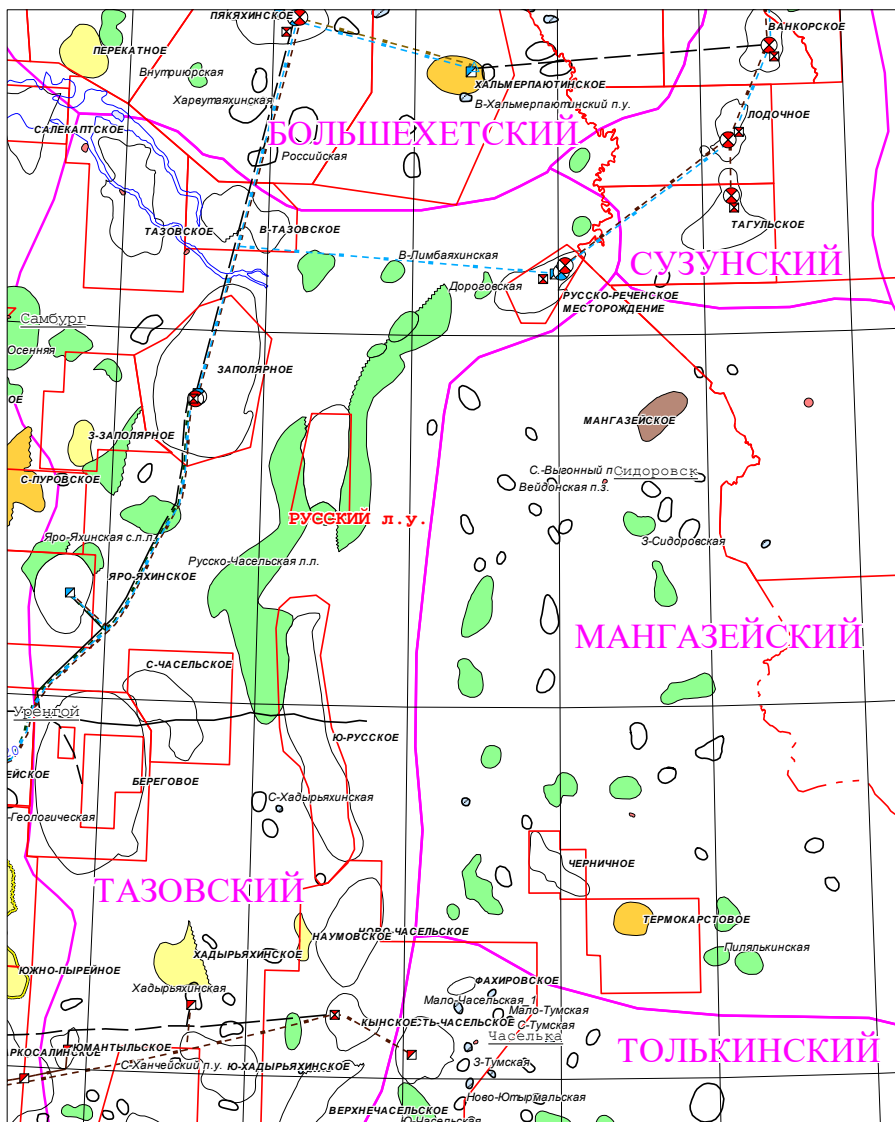


Рисунок 1.5 - Схема нефтегеологического районирования  
Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

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.

Нижнесреднеюрский НГК выделяется в объеме заводоуковской 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.

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 нижезалегающие васюганская или сиговская свиты.

Ачимовский НГК выделяется в объеме одноименной толщи, залегающей в основании мегнионской свиты. 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 ( $Q_{гк}=475$  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.

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.

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>, ПК<sub>22</sub>, 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,  $Q_r=128$  тыс. м<sup>3</sup>/сут на 10 мм шайбе) Таким образом отложения туронского возраста также перспективны в отношении газоносности [7].

## 1.7 Физико-литологическая характеристика коллекторов

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

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.

Пласт ПК<sub>4</sub>. В границах 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 (рисунок 1.6) показывают, что наибольшее число определений  $K_{\text{п}}$  находится в интервале 30-34%,  $K_{\text{пр}} - 100-1000\text{мД}$ , 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

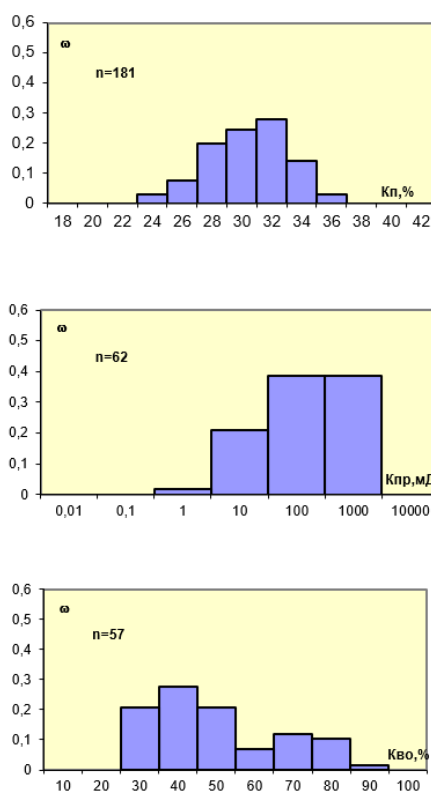


Рисунок 1.6 - Распределение  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{пр}}$ ,  $K_{\text{во}}$  в пласте ПК<sub>4</sub> Русского месторождения



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-каолинистый, 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.

Пласт ПК<sub>2</sub>. Коллекторы пласта 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-каолинистый.

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 газонасыщенной толщине 30,3 %, по нефтенасыщенной – 30,6 %.

Распределение фильтрационных параметров (рисунок 1.7) 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  $K_{\text{п}} = 31,8$  %.

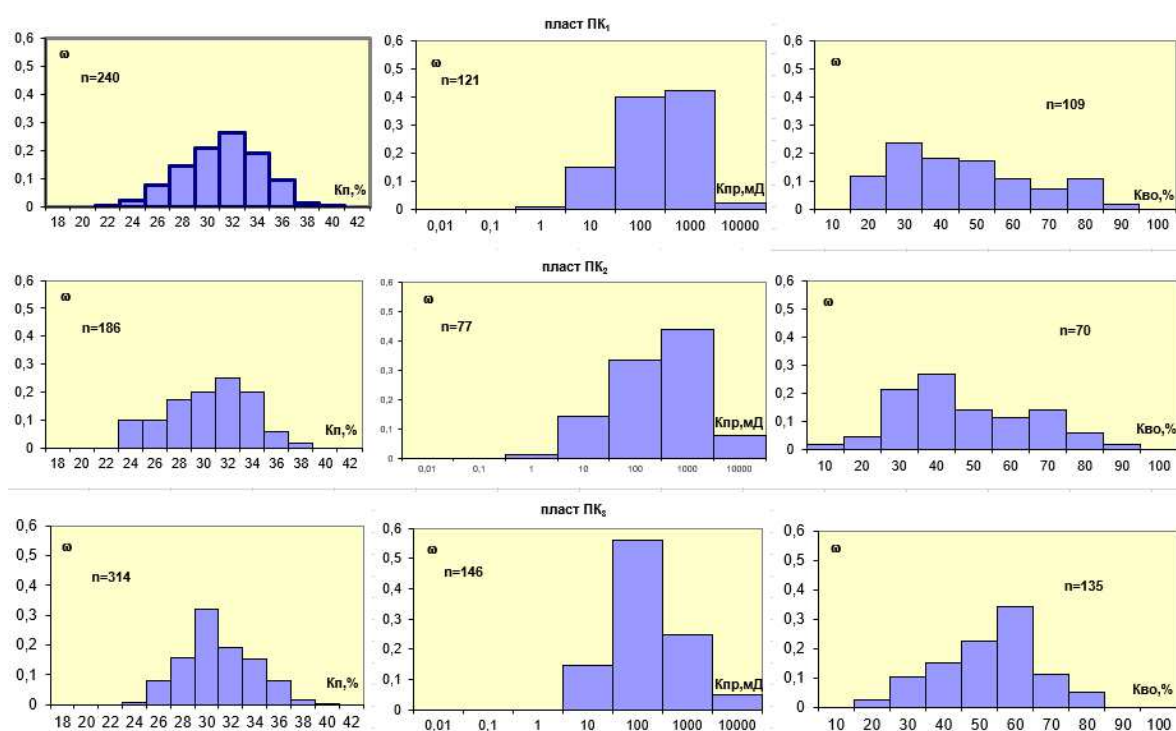


Рисунок 1.7 - Распределение  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{пр}}$ ,  $K_{\text{во}}$  в пластах ПК1, ПК2, ПК3

Русского месторождения

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

Пласт ПК<sub>1</sub>. На месторождении отложения пласта 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 газонасыщенной 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 каолинитовый, каолинит-гидрослюдистый.

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 [8].

## **1.8 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа**

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.

Наиболее изученной является нефть скв. 33, где отобрано 11 проб в интервале глубин 787-892 м (пласты ПК<sub>1-4</sub>) (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – 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 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 снижается вязкость нефтей при температуре 50°С: от 37,7 до 122,4 сП (среднее по залежи 70,6 сП).

Сера. 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 %.

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

Асфальтены. 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 %.

Смолы. 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 %.

Легкие фракции. 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. 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 5,0-1,0 % (среднее 12,0 %); остаток после 300 °С составляет в среднем 88,0 % (колебания 79,0 % до 95 %) [9].

В целом, приведенные выше данные по составу и свойствам дегазированных нефтей сеномана Русского месторождения позволяют 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.

Газы туронских отложений изучены по пробам, отобраным 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 3.

Таблица 1.3 - 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> – 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 %). 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 [10].

## 1.9 Запасы нефти и газа

Блок 1 является наиболее крупным по площади и содержит основные скопления нефти и газа на месторождении. В его пределах пробурены 20 скважин, которые достаточно равномерно расположены по площади и



характеризуют нефтегазоносность разреза на самых различных гипсометрических уровнях.

В пределах блока выделена пластово-массивная газонефтяная залежь с общей для всех горизонтов поверхностью ГНК и ВНК. Нефтегазоносными в разрезе являются горизонты ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>6</sub>, при этом в ПК<sub>5</sub> и ПК<sub>6</sub> коллекторы по площади являются нефтенасыщенными.

Газосодержащие отложения вскрыты в 13 скважинах и опробованы в 9 объектах по 6 скважинам на различных гипсометрических уровнях, практически до уровня ГНК. Дебиты газа составляли в скважинах от 112 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 286 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 16-мм шайбе. Соответственно, запасы газа в пределах блока по залежи отнесены к категории С<sub>1</sub>. Границами запасов являются тектонические границы блока на западе и внешний контур ГНК на востоке (рисунок 1.8).

Нефтяная часть пласта существенно больше по площади, чем газовая и отличается меньшей степенью изученности. Недоизученными бурением являются участки залежи в северной части – в районе между скважинами 33Р, 7Р, 11Р, а также в южной – от скважин 70Р, 17Р до границ блока (рисунок 1.9).

Согласно проведенных исследований морфология нефтяной части в целом изучена достаточно для обоснования запасов нефти по категории С<sub>1</sub>. Отметки ГНК, принятые по скважинам, изменяются в пределах – 785-792 м при среднем уровне – 790 м. Поверхность ВНК, не смотря на ее сложный характер, в целом уверенно определена по всем скважинам. Полученные притоки по составу и продуктивности в целом однозначно характеризуют насыщение коллекторов и позволяют определять нефтяную часть как промышленно значимую. К категории С<sub>2</sub> отнесены запасы нефти на недоизученных бурением участках [11].

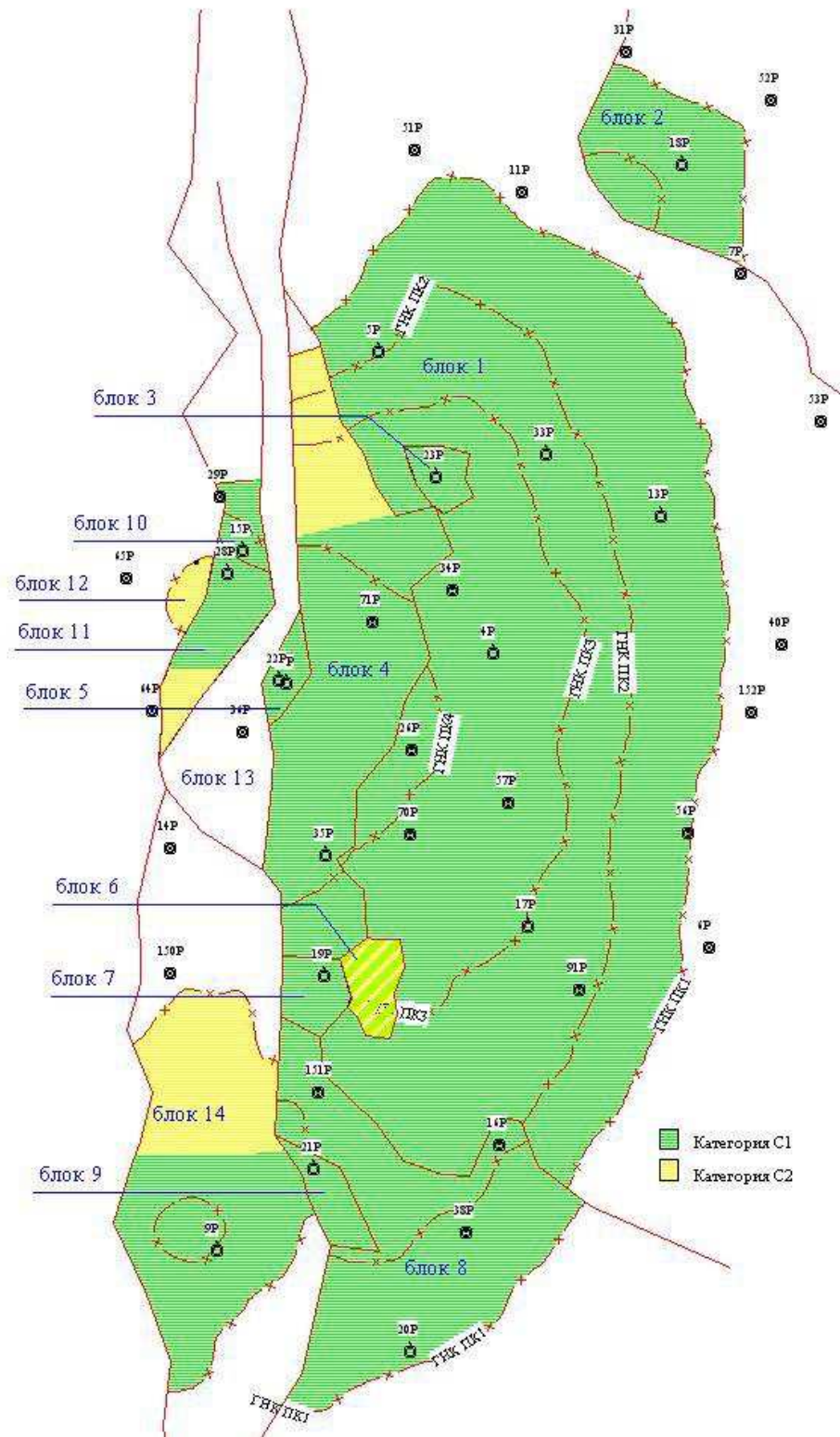


Рисунок 1.8 – Категории запасов газа по блокам Русского месторождения

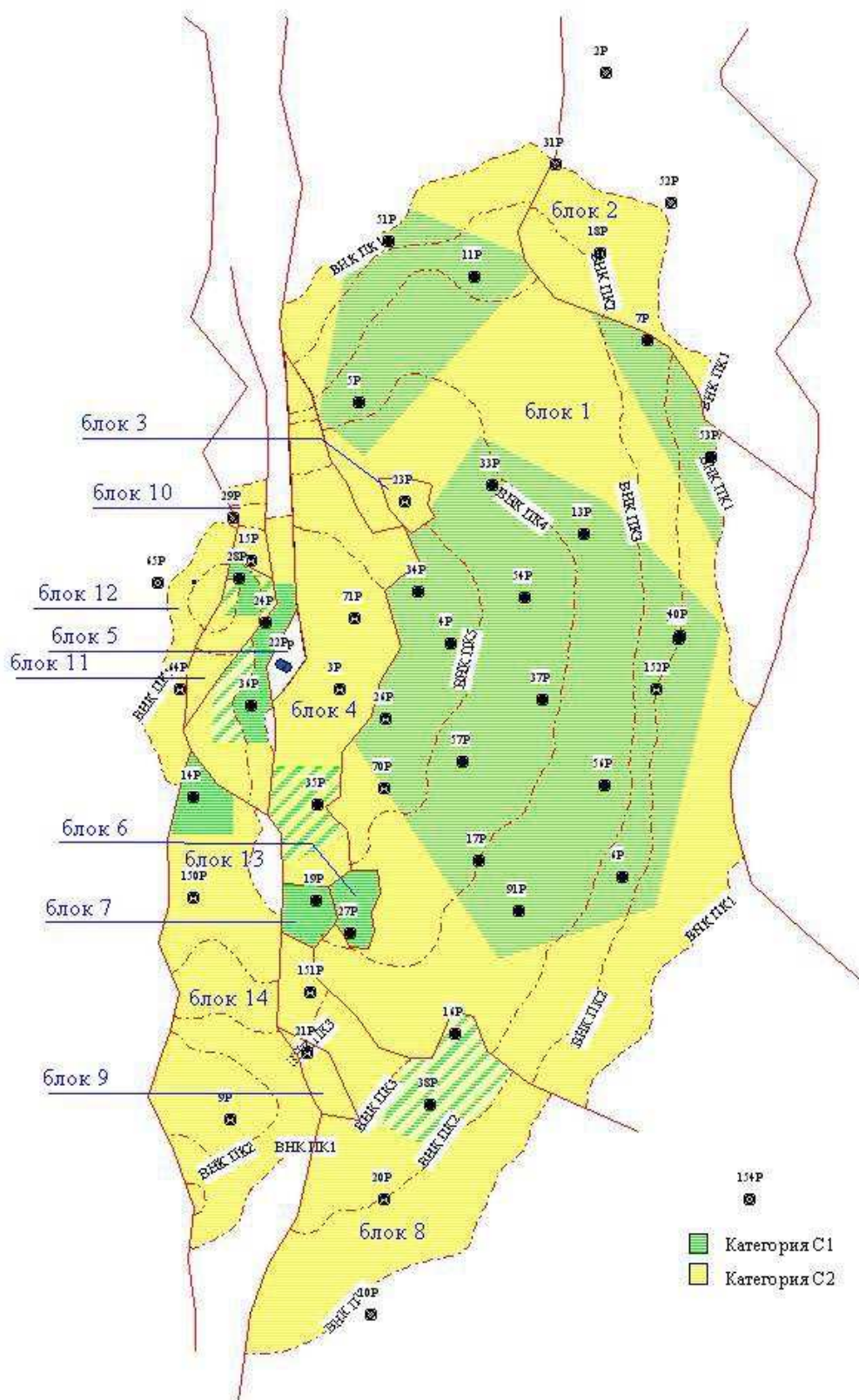


Рисунок 1.9 - Категории запасов нефти по блокам Русского месторождения

В пластах ПК<sub>22</sub> и ПК<sub>21</sub> газовые залежи открыты в результате совместного опробования пластов в скважине 71Р. Из перфорированных интервалов 1412-1418 м, 1427-1433 м был получен газовойодяной фонтан дебитом газа сепарации 56,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут и воды 159,5 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 10 мм и диафрагме 15 мм. На скважине был проведен комплекс ГИС по контролю за результатами испытания объекта. По результатам ПГИ верхний интервал работает газом, нижний – газовойодяной смесью. Испытанные интервалы разделены десятиметровым пластом глин, что дало основания рассматривать их как отдельные резервуары.

Пласт ПК<sub>21</sub> по материалам ГИС и результатам ПГИ интерпретируется продуктивным до подошвы. ГВК по пласту принят условно на отметке – 1375 м вблизи нижних дыр перфорации пласта. Залежь представляется пластовой, тектонически экранированной, имеет размеры 6,5 х 2 км и высоту до 40 м, граница запасов категории С<sub>1</sub> проведена на расстоянии 2 км от скв. 71.

По залежи пласта ПК<sub>22</sub> положение ГВК принято по результатам ПГИ на отметке - 1386 м. В пределах тектонического блока, контролирующего залежь, и принятого контура ГВК ее размеры составляют 6,5 х 2 км, высота около 30 м, граница запасов категории С<sub>1</sub> проведена на расстоянии 2 км от скв. 71.

Пласт МХ<sub>8</sub> был испытан в скважинах 7Р и 71Р. В скважине 71Р получен приток пластовой воды дебитом 32,5 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 91 м. В скважине 7Р при опробовании интервала 1695-1704 м был получен газовойодяной фонтан дебитом газа 80 тыс. м<sup>3</sup>/сут, и воды 15 м<sup>3</sup>/сут. По материалам проведенного ПГИ поступление газа происходило из интервала 1695-1699.4 м. По влагометрии ГВК определяется на глубине 1699.4 м, соответствующей отметке – 1652,4 м.

Согласно геологическим построениям, залежь пласта МХ<sub>8</sub> является тектонически экранированной по восстанию пласта в западном направлении, с востока ограничена контуром ГВК. Ее размеры составляют 5 х 1,7 км,

высота – около 50 м. Граница запасов категории С<sub>1</sub> проведена на расстоянии 2 км от скв. 71.

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 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
ПК1-7	С1	14924.2	4.5	4.94	2.66	67.16	73.73	39.70
	С2	14083.4	4.5	4.94	2.66	63.38	69.57	37.46

По содержанию серы нефти Русского месторождения относятся к классу сернистых. Среднее содержание серы, определенное по результатам исследований поверхностных проб нефти, составляет 0.31%.

Балансовые запасы серы приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Балансовые запасы серы

Пласт	Категория запасов	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Содержание серы, %	Начальные запасы серы, тыс.т
Всего по ПК	С1	709323.0	0.31	2198.90
	С2	669361.0	0.31	2075.02

Суммарные балансовые запасы сеноманской залежи нефти составили по категориям:

$C_1 - 710257$  тыс.т.,  $C_2 - 667537$  тыс.т.,

При этом в самом крупном тектоническом блоке 1 сосредоточено 76% балансовых запасов нефти, в том числе 94% запасов категории  $C_1$ .

Суммарные запасы газа сеноманской залежи составили:

$C_1 - 83438$  млн  $m^3$ ,  $C_2 - 4398$  млн  $m^3$  [12].

### 1.10 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. Геологические запасы нефти по месторождению в целом определены в 1343,3 млн. т нефти. Из них к промышленной категории  $C_1$  отнесено 710,3 млн.т. или 52,9% всех запасов месторождения.

Основные запасы нефти промышленной категории  $C_1$  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  $C_2$ .

Начальные извлекаемые запасы нефти и соответствующие им коэффициенты извлечения нефти по Русскому месторождению составляют:

– по категории  $C_1$ : извлекаемые – 278 283,6 тыс. т, КИН – 0,392

– по категории  $C_2$ : извлекаемые – 241 050,5 тыс.т, КИН – 0,381

– по категории  $C_1 + C_2$  извлекаемые – 519 334,1 тыс.т, КИН – 0,387

[13].

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Анализ 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.

В 1986 году Миннефтепром СССР объявил конкурс на лучшую технологическую схему разработки Русского месторождения (письмо Министра Динкова В.А. № ВД-6407 от 16.09.86г). В 1987 году на конкурс были представлены работы МИНГ им. И.М. Губкина, МНТК «Нефтеотдача» и НПО Союзтермнефть, СибНИИ НП, Гипрвостокнефть и ПечорНИПИнефть.

Конечный КИН, в рассмотренных работах, изменялся от 0,048 до 0,525, в зависимости от вида применяемого воздействия на пласт.

Победителями конкурса были объявлены МНТК «Нефтеотдача» и НПО «Союзтермнефть».

В связи с этим, по приказу Министра нефтяной промышленности СССР Динкова В.А. (№218 от 26.04.1988г.) было поручено МНТК «Нефтеотдача» и НПО Союзтермнефть совместное составление технологической схемы разработки Русского месторождения. Такая работа указанными организациями была выполнена, рассмотрена и утверждена Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений СССР в качестве действующего проектного документа [14].

Таким образом, проектным документом является “Технологическая схема опытно-промышленной разработки Русского месторождения”, (протокол ЦКР №1427 от 24.04.1991 гг.).

Основные проектные решения технологической схемы:

1. Проектный уровень добычи:

- нефти – 9,8 млн. т;
- жидкости – 69,3 млн. т;
- попутного газа – 186,4 млн. т/год;
- природного газа – 1730 млн. т/год.

2. Закачки:

- пара – 37,8 млн. т/год;
- воды – 508 млн. т /год;
- воздуха – 3,6 млрд. т/год.

3. Выделение 4-х эксплуатационных объектов в отложениях сеномана (ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>4</sub>);

4. Система размещения скважин - площадная обращенная семиточечная с переходом на линейную 125 x 109 м;

5. Реализацию технологической схемы начать с блока Б, разбуривание которого провести в один этап до конечной плотности;

6. Разработка залежей на первом этапе на естественном режиме в сочетании с паротепловыми обработками призабойных зон скважин (ПТОС) с одновременным испытанием основных элементов базовой технологии;

7. Общий проектный фонд скважин - 16107, в том числе:

- добывающих – 11889;
- нагнетательных – 2820;
- специальных – 150;
- резервных – 1200;
- газовых – 5.

8. Давление на устье нагнетательных скважин:



- при закачке воды – 9 МПа;
- при закачке пара – 9 МПа;
- при закачке воздуха – 10 МПа.

9. Способ эксплуатации скважин – бескомпрессорный газлифт, механизированный.

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 1998г. была утверждена “Концепция освоения Русского месторождения”, которая предусматривает два этапа разработки запасов Русского месторождения.

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. 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>.
- фонд скважин - 53, в том числе:
  - добывающих 41;
  - полого – наклонных 9;
  - нагнетательных 12.

3. Уровень добычи нефти по годам на период ОПЭ:

- 2002г. 153,1 тыс. т;
- 2003г. 158,9 тыс. т;
- 2004г. 169,7 тыс. т.

4. Двухэтапное разбуривание;

- размещение скважин по треугольной сетке,
- 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 ПТОС-ами.

Проектные решения большинства документов не были реализованы.

После 1985 г. активной эксплуатации скважин не велось. Практически до 2007 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.

В таблице 2.1 представлено фактическое состояние фонда скважин на 2005 год.

Таблица 2.1 – Фактическое состояние фонда скважин Русского месторождения на 01.01.2005

Показатели	Пласты: ПК <sub>1-7</sub> , ПК <sub>21-22</sub> , МХ <sub>8</sub>	
	Количество скважин	№ скважин
пробурено скважин всего:	58	
эксплуатационных	6	39, 40, 41, 42, 43, 44
разведочных	39	
поисковых	13	
ликвидировано	7	1р,2р,10р,29р,31р,52р, 154п
разведочных	6	1р,2р,10р,29р,31р,52р
поисковых	1	154п
в консервации	45	

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

Проектным документом предусмотрено выделение одного объекта разработки ПК1. Авторами выделено четыре пилотных 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 опытных участков положен принцип деления месторождения на условные зоны.

На 2010г. на первом пилотном участке 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 пилотном участке запланированы: введение в эксплуатацию многозабойной скважины конструкции «рыбий хвост»; наклонно-направленной скважины, вскрывающей весь продуктивный интервал.

На третьем пилотном 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 на пилотных участках ввести в эксплуатацию 20 скважин. Предполагается использование паротеплового воздействия на пласт; вытеснение нефти газом и водой; нагнетание мягкой воды; полимерное заводнение [15].

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**

### **2.2.1 Закачка термальных вод**

В 1978 в 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 (№ 40) и 3 добывающих (№№ 12, 39, 43) 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 [16].

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.

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 [17].

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.

### **2.2.2 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 [18].

По результатам того единичного опыта ( $T = 80$  °С) 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 [19].

### **3 Специальная часть**

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

Проблема с выработкой запасов пласта ПК<sub>1</sub> обусловлена в основном высоковязкими нефтями. Это в свою очередь предопределяет необходимость внедрения методов увеличения нефтеотдачи. Проанализировав уже проведенные мероприятия по МУН, а именно термальное и полимерное заводнения, можно сделать вывод о том, что эти методы оказались недостаточно эффективными.

Метод сухого ВГ путем перемещения по пласту зоны экзотермических реакций, позволит в процессе сжигания части пластовой нефти облегчить и увеличить извлечение остальной её части. Основным недостатком метода является отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (80% и более) остается позади фронта горения. Добавление воды к закачиваемому воздуху исправит эту проблему. Вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется и переносит генерируемое тепло в область, опережающую фронт горения, образует в этой области обширные, развивающиеся зоны прогрева, насыщенные паром и сконденсированной горячей водой.

#### **3.1 Метод внутрипластового горения**

Внутрипластовое горение – это термический процесс добычи нефти, который воздействует на пласт в целом.

Сначала в ПЗП зажигательной скважины при помощи забойных топливных горелок инициируется горение. Когда фронт горения образуется,



в пласт нагнетают воздух или кислород в качестве окислителя, в необходимом для поддержания реакции объеме. До 15 % пластовой нефти сгорает, а выделяющееся в ходе термохимической реакции тепло уменьшает вязкость нефти и вытесняет ее из пласта.

Внутрипластовое горение бывает двух типов — прямоточное и противоточное. Прямоточный процесс протекает по направлению от нагнетательной скважины к добывающим. При прямоточном процессе характерно выделяются несколько зон:

Выжженная зона находится между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения, состоит из сухой породы без примесей. В этой зоне у кровли и подошвы пласта невозможен процесс горения из-за уменьшения температуры ниже температуры воспламенения топлива, поэтому там находится зона остаточной нефтенасыщенности. Нефть из прикровельной и приподошвенной частей пласта в этой зоне вытесняют газообразные продукты горения.

В зоне коксообразования под воздействием высокой температуры из нефти в поровом пространстве породы пласта образуется коксоподобное топливо. Лёгкие фракции нефти в данной зоне испаряются и перемещаются горячими газами вглубь пласта. За зоной коксообразования располагается зона испарения воды и лёгких фракций нефти.

Следующая зона - зона конденсации. В этой зоне основную долю порового пространства занимает кипящая вода, которая накапливается в результате испарения связанной пластовой воды перед фронтом горения и воды, образующейся в результате сгорания УВ топлива в зоне горения. Далее находится зона горячей воды с температурой ниже температуры кипения жидкостей.

Зоны коксообразования, конденсации и горячей воды имеют значительные размеры и играют основную роль в механизме нефтеотдачи при ВГ. Из прикровельных и приподошвенных частей пласта в этих трех

зонах нефть вытесняется при повышенных температурах.

Далее идет зона начальной пластовой температуры. В этой зоне фильтруется нефть и газообразные продукты горения [20].

Распределение температуры в процессе ВГ происходит следующим образом. В выжженной зоне температура ниже, чем на фронте горения. Температура фронта горения по мере его движения из-за потерь тепла в окружающие породы уменьшается. Температура в зоне горения изменяется в диапазоне от 350 до 650 °С. В зоне испарения температура ниже, чем на фронте горения по причине теплообмена между горячими парами воды, нефтью и газами горения с более холодным пластом. В зоне конденсации температура практически постоянна, она лишь немного снижается по направлению от фронта горения к добывающим скважинам. Резкое снижение температуры в зоне горячей воды обусловлено теплообменом между горячей жидкостью и холодным пластом при температурах ниже температуры кипения.

При противоточном процессе фронт горения создаётся в ПЗП добывающих скважин и перемещается от добывающих к нагнетательным скважинам. Этот метод используют для эксплуатации залежей со сверхтяжелыми и высоковязкими нефтями. На этапе создания фронта горения добывающие скважины используют для закачки воздуха, а потом закачку воздуха осуществляют в нагнетательные скважины.

Воздух поддерживает процесс горения, а, фильтрующиеся между фронтом горения и добывающими скважинами, газы горения вытесняют нефть с пониженной вязкостью и перемещают пары пластовых УВ к добывающим скважинам.

По мере движения фронта горения в противоточном процессе ВГ, также как и в прямоточном, часть тяжелой пластовой нефти сгорает.

От нагнетательной скважины до фронта горения идет зона начальной пластовой температуры и зона окисления. В первых двух зонах происходят:

испарение воды, разгонка лёгких фракций нефти и окислительный крекинг ряда УВ. В этих зонах происходит фильтрация воздуха, поэтому течение процесса может осложниться из-за самовоспламенения нефти у нагнетательных скважин. Далее находится зона горения с максимальной температурой. В ней в реакциях окисления участвует кислород, не вступавший в реакции в предыдущих зонах.

Несгоревший кокс осаждается на коллекторе, жидкости и газы выталкиваются к границам зоны нагретого пласта, где проходил фронт горения [21].

Так как предлагается использоваться метод ВВГ по причине того, что скорость движения в пласте фронта сухого горения почти в 7 раз превышает скорость фронта конвекции, а значит тепло, генерируемое в зоне горения, остаётся позади фронта горения, уходя в породы кровли и подошвы пласта, то следует рассмотреть распределение температур при влажном горении. В ВВГ также есть максимальная температура фронта горения. За ней расположена зона с мало меняющейся температурой - зона парового плато. Это зона насыщена продуктами горения и водяным паром. За фронтом конвекции образуется нефтяной вал.

С увеличением водовоздушного отношения область окислительной реакции становится шире, а влажное горение переходит в сверхвлажное. Если водовоздушное отношение сильно увеличить, то кокс может не полностью выгореть, соответственно температура в зоне реакции уменьшится и горение перейдёт сначала в окислительную реакцию с образованием окислов углеводородов и органических кислот, а затем может и прекратиться вовсе.

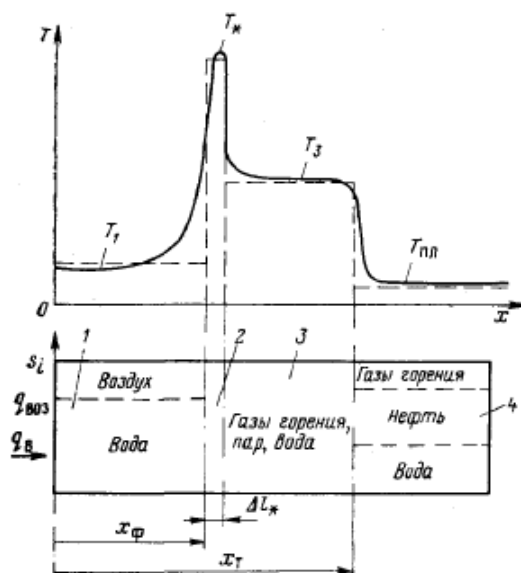
Во время ВГ одновременно происходят процессы, соответствующие большинству известных методов воздействия на нефтяной пласт для интенсификации добычи нефти. В зонах пара и горячей воды идет вытеснение нефти паром и горячей водой, в зоне легких углеводородов —

вытеснение смешивающихся жидкостей, а в зоне, не охваченной тепловым воздействием, происходит вытеснение нефти газами при пластовой температуре.

Сравнивая данные по прямоточному и противоточному процессам ВГ можно сделать вывод о том, что из-за высокого содержания топлива в нефти и возможностью перехода противоточного процесса в прямоточный, общий расход воздуха при прямоточном горении в два раза меньше расхода воздуха при противоточном горении. Нефтеотдача при прямоточном процессе ВГ выше, чем при противоточном горении.

### 3.2 Расчет эффективности ВВГ

Система разработки однорядная. При этом ширина одного полуэлемента  $b$ . В каждом из таких элементов планируется создавать установившийся процесс влажного горения с постоянной во времени длиной высокотемпературной зоны 2-3 (парового плато) (рисунок 3.1).



Зоны: 1- I зона; 2- зона II горения; 3 – зона парового плато; 4 – IV зона

Рисунок 3.1 – Зоны влажного внутрипластового горения.

Пласт прямолинейный. Разобьем пласт на 4 зоны. В зоне 1 (близлежащей к нагнетательной скважине) движется воздух и вода. Фактически температура в этой зоне растет постепенно – от температуры на входе до температуры горения.

Через зону 2, в которой протекает реакция горения кокса, фильтруется воздух в смеси с газами горения и парами воды.

В зоне 3, насыщенной газами горения и водяным паром, может присутствовать также жидкая вода.

В зоне 4, происходит совместная фильтрация газов горения, нефти и воды.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметры	Обозначения	Значения
Вязкость нефти, Па*с	$\mu_n$	0,162
Толщина пласта, м	h	33
Пористость, доля. ед.	m	0,29
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	902
Теплоемкость горных пород, кДж/кг*К	$C_T$	1,25
Плотность горных пород, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_T$	2400
Коэффициент теплопроводности пород, кДж/(м*сут*К)	$\lambda_{TK}$	260
Температуропроводность пород, м <sup>2</sup> /сут	$\kappa_{TK}$	0,07
Среднепластовое давление, Па	$\bar{p}$	7000000
Расход воздуха, м <sup>3</sup> /сут	$q_{воз}$	80000
Температура воздуха, °С	$T_{воз}$	29
Содержание кокса, кг/м <sup>3</sup>	z	25
Теплота сгорания кокса, кДж/кг	A	20000
Стехиометрический коэффициент, м <sup>3</sup> /кг	a	10,9
Начальная нефтенасыщенность пласта	$S_{HO}$	0,9

Окончание таблицы 3.1

Параметры	Обозначения	Значения
Водогазонасыщенность	$S_*$	0,95
Вязкость газа, Па*с	$\mu_{\Gamma}$	0,00002
Насыщенность пористой среды коксом	$S_k$	0,21
Длина зоны парового плато	$\Delta l_{**}$	25
Плотность кокса, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_k$	950
Молекулярная масса воды, кг/моль	$M_e$	18,3
Универсальная газовая постоянная	R	8310
Молекулярная масса газов горения, кг/моль	$M_r$	30
Теплоемкость газа, кДж	$C_{\Gamma}$	1
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\Gamma}$	1,3
Теплоемкость нефти, кДж	$C_n$	2,1
Теплоемкость воды, кДж	$C_b$	4,2
Абсолютная проницаемость пласта	k	$3,6 \cdot 10^{-13}$
Насыщенность пористой среды газами	$S_{\Gamma 0}$	0,05
Длина одного элемента	l	500,00
Ширина одного элемента	$b_0$	200,00
Коэффициент охвата пласта ВВГ по толщине	$n_{2t}$	0,764
Коэффициент охвата пласта ВВГ по площади	$n_{2\Gamma}$	0,79
Насыщенность связанной водой	$S_{CB}$	0,1

Расчет дебита добывающей скважины:

1. Определяем условную скорость фронта горения, м/сут:

$$\omega_{\Phi^*} = \frac{q_{\text{воз}}}{R_{\text{воз}} b h} = \frac{80000}{25 \cdot 10,9 \cdot 33 \cdot 0,79 \cdot 200 \cdot 0,764 \cdot 33} = 0,074 \text{ м/сут}, \quad (3.1)$$

где  $R_{\text{воз}} = za$ ;

$$h = h_0 n_{2\Gamma};$$

$$b = b_0 n_{2\text{п}}.$$

2. Определяем время создания парового плато, считая, что длина зоны парового плато составляет  $\Delta l_{**}$ :

$$t_{**} = \frac{\Delta l_{**}}{\omega_{\phi*}} = \frac{25}{0,074} = 339 \text{ сут.} \quad (3.2)$$

3. Приращение температуры в зоне 2-3  $T_{2-3}$  вычисляется по формуле:

$$\Delta T_{1-3} = \frac{Az h}{4\lambda_{\text{TK}}} \left( \frac{\pi k_{\text{TK}} \omega_{\phi*}}{\Delta l_{**}} \right)^{0,5} = \frac{20000 \cdot 25 \cdot 25,2}{4 \cdot 260} \left( \frac{3,14 \cdot 0,07 \cdot 0,074}{25} \right)^{0,5} = 308,5 \text{ К.} \quad (3.3)$$

4. Температуру в зоне 2-3 можно определить как:

$$T_{2-3} = T_0 + \Delta T_{1-3} = 29 + 35,54 + 273 = 337,54 \text{ К.} \quad (3.4)$$

5. Скорость фильтрации нефти в зоне 4:

$$v_{\text{H4}} = \left( m S_{\text{H0}} - \frac{z}{\rho_{\text{K}}} \right) \omega_{\phi*} = \left( 0,29 \cdot 0,9 - \frac{25}{950} \right) \cdot 0,074 = 0,018 \text{ м/сут.} \quad (3.5)$$

6. Дебит нефти, притекающий к скважине:

$$q_{\text{H}} = 2 v_{\text{H4}} b h = 2 \cdot 0,018 \cdot 158 \cdot 25,2 = 143,34 \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (3.6)$$

Далее расчеты производились по методике Желтова [22]. Результаты расчетов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов ВВГ

Параметры	Обозначения	Результаты
Скорость фильтрации газа в зоне 4, м/сут	$v_{Г4}$	0,2
Насыщенность пористой среды газом в зоне 4	$S_{Г4}$	0,158
Скорость фильтрации воды в зоне 4, м/сут	$v_{В4}$	0,03
Дебит воды, м <sup>3</sup> /сут	$q_{В}$	237
Обводненность, %	W	62
Содержание паров воды в газовой фазе в единице порового объема зоны 2-3, кг	$g_{П}$	0,1
Содержание газов горения в единице порового объема, м <sup>3</sup>	$g_{Г}$	8
Расход газов с учетом паров воды, м <sup>3</sup> /сут	$q_{Г}$	80980
Скорость фильтрации воды в зоне 2-3, м/сут	$v_{В2-3}$	0,05
Водонасыщенность в зоне 2-3	$S_{В2-3}$	0,21
Газонасыщенность в зоне 2-3	$S_{Г2-3}$	0,54
Скорость фильтрации воды в зоне 1, м/сут	$v_{В1}$	0,03
Насыщенность пористой среды водой, в зоне 1	$S_{В1}$	0,23
Насыщенность пористой среды воздухом, в зоне 1	$S_{Г1}$	0,77
Полный объем воды, фильтрующийся в рассматриваемом элементе, м <sup>3</sup> /сут	$q_{В1}$	301,31
Водовоздушное отношение на входе в пласт (в нагнетательной скважине)	$\lambda_{ВВ}$	0,004

Произведя расчеты и проанализировав полученные результаты, а именно сравнив средний дебит на 2018 год ( $92 \text{ т/сут} = 102 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с получившимся дебитом ( $143,34 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) можно сделать вывод о том, что применение ВВГ в качестве МУН будет достаточно эффективным.



На рисунке 3.2 проиллюстрировано распределение температур и компонентов в процессе ВВГ.

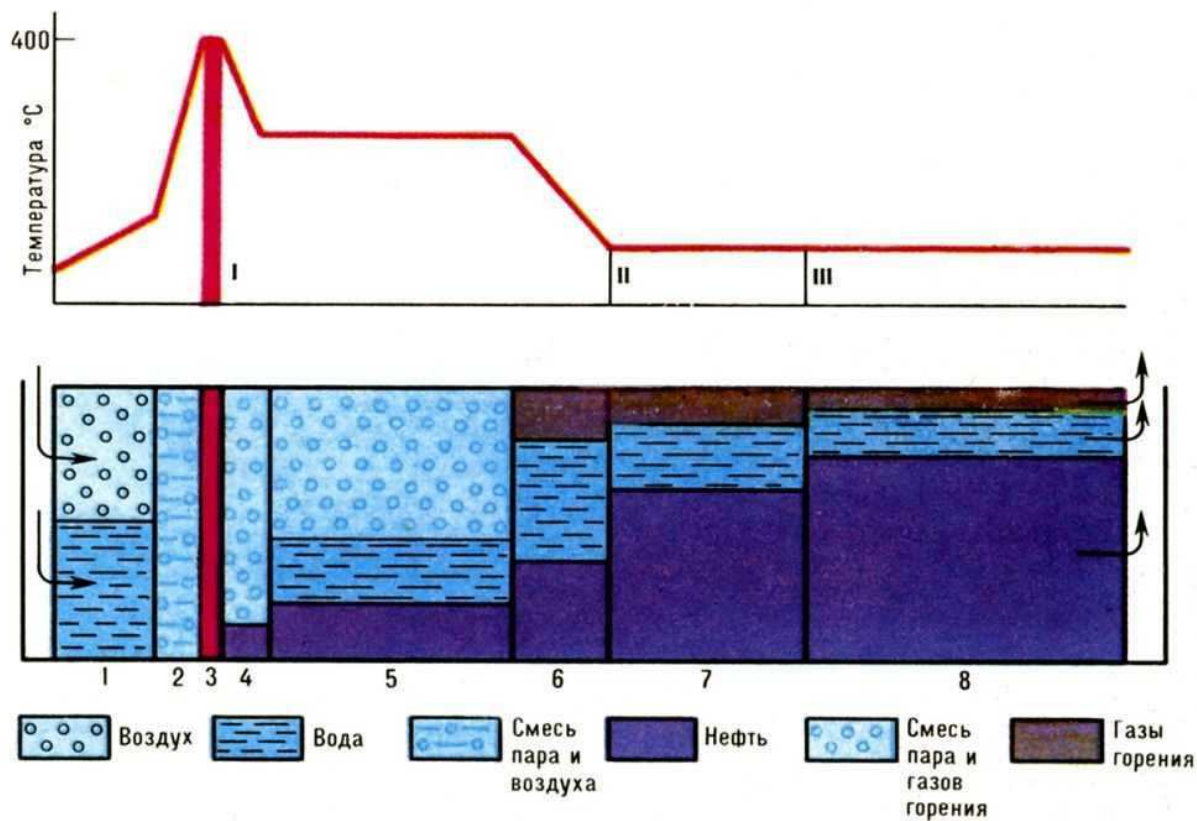


Рисунок 3.2 – Схема процесса ВВГ

## **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 мероприятий по ВВГ в пласт закачивается воздух или кислород в качестве окислителя, а также вода. Данный процесс происходит на открытой производственной площадке, все необходимое оборудование находится вблизи нагнетательной скважины.

Во время проведения закачки окислителя и воды 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 и т.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 на данном предприятии, 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 [23].

По основному виду экономической деятельности установлен ХХХ 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.

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

Проведение работ планируется проводить в условиях открытой кустовой площадки Русского месторождения, расположенного в Юб 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> [24].

На производственных объектах имеются 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.

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

Работы имеются 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.) есть:

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

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.1 [25].

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-50 °. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 45-50 ° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50 °	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-70 °	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, тип ДЛР, ДРИ). 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.

#### 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.

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
Спирт 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 применяются 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 [26].

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 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**

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 кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia, В-Iг, используются во взрывозащищенном



исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси [27].

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

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

АГЗУ оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии имеются 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.

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

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 [29].

#### **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	розлив хим. реагента в помещении УДХ загазованность помещения отравление парами хим. реагента, облив хим. реагентом
Пожар в производственном помещении	выброс газа и розлив нефти в помещении поражение людей продуктами сгорания загазованность территории и помещения розлив хим. реагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	выброс газа и розлив нефти в окружающую среду загазованность территории отравление газом, облив нефтью

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.

К мероприятиям по охране воздушной среды относятся:

1. Полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи.

2. Установка перепускных газовых клапанов в устьевой арматуре скважин.

3. Внедрение методов освоения скважин с минимальным выбросом веществ в атмосферу.

4. 100-процентный контроль сварных соединений при строительстве трубопроводов.

5. 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 АКЦ 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 [30].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была выполнена поставленная цель – произведен расчет параметров внутрипластового горения 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 применение ВВГ, потому что, испаряющаяся вода, переносит генерируемое тепло в область, опережающую фронт горения, а при сухом горении основная доля генерируемой в пласте теплоты остается позади фронта горения.

Произведя расчеты и сравнив полученные результаты ожидаемого дебита ( $143,34 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с имеющимся на 2018 г. дебитом ( $102 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), можно заключить, что применение ВВГ будет достаточно эффективным, так как прирост дебита составит 40,5 %.

Подводя итог вышесказанному, следует отметить, что метод извлечения нефти при помощи ВГ обладает огромным потенциалом. Возможность применения этого метода не зависит от глубины залегания нефти, его можно осуществлять в обводненных, глинистых, песчаных и карбонатных пластах.

Основные же недостатки ВГ связаны со значительными трудностями, возникающими при инициировании горения нефти в пласте и при регулировании этого процесса.

Конкретно на Русском месторождении возможен неравномерный охват пласта горением из-за его неоднородности.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение  
ЯНАО – Ямало–Ненецкий автономный округ  
ЖД – Железная дорога  
НГР – Нефтегазоносный район  
НГО – Нефтегазоносная область  
НГП – Нефтегазоносная провинция  
НГК – Нефтегазоносный комплекс  
ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства  
ВНК – Водонефтяной контакт  
ГНК – Газонефтяной контакт  
ГВК – Газоводяной контакт  
ГИС – Геофизические исследования скважин  
ПГИ – Промыслово-геофизические исследования  
ЗАО – Закрытое акционерное общество  
ТННЦ – Тюменский нефтяной научный центр  
МНТК – Межотраслевой научно-технический комплекс  
ГКЗ – Государственная комиссия по запасам  
НПО – Научно-производственное объединение  
МИНГ – Московский институт нефти и газа  
ПТОС – Паротепловая обработка скважины  
ЦПС – Центральный пункт сбора нефти  
ПСП – Приемо-сдаточный пункт  
ПНГ – Попутный нефтяной газ  
ВВН – Высоковязкие нефти  
МЗС – Многозабойная скважина  
МУН – Методы увеличения нефтеотдачи  
КИН – Коэффициент извлечения нефти

ВГ – Внутрипластовое горение  
ВВГ – Влажное внутрипластовое горение  
АКЦ – Акустический контроль за цементированием  
ДНС – Дожимная насосная станция  
ТБ – Техника безопасности  
АГЗУ - Автоматическая групповая замерная установка  
УВ – Углеводороды  
ПЗП – Призабойная зона пласта  
ОПЭ – Опытно- промышленная эксплуатация  
ТИЗ – Трудноизвлекаемые запасы  
ПДК – Предельно допустимая концентрация  
ГТЭС – Газотурбинная электростанция  
ЛЭП – Линия электропередачи



## 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. Брехунцов, А.М., Строение залежей УВ основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны / А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. - № 5. – С. 17-28.
5. 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.
6. 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.
7. Ермаков, В.И. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов. - М.: Недра - 1995. 464 с.
8. 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.

9. 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.

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

11. 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.

12. 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.

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

14. Ермилов, О.М. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. Горбанец, В.К. Исследование процессов вытеснения высоковязкой нефти теплоносителями в сочетании с полимерным заводнением / В.К. Горбанец, А.М. Иманов, Т.И. Рагер // сб. Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1984. - с. 46-50.

20. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1998. – 332 с.

21. Кочешков, А.А. Изучение механизма вытеснения нефти теплоносителями. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пластов. / А.А. Кочешков, В.И. Хомутов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - 19 с.

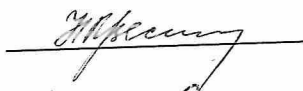
22. Желтов, Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов / Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев. – М.: Недра, 1985. – 296 с.

23. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – Введен 30.06.2003. – Москва: Стандартинформ, 2003. – 167 с.
24. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1989. – 78 с.
25. СНИП23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение». – Введен 01.01.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 79 с.
26. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – Введен 30.06.2003. – Москва: Стандартинформ, 2003. – 31с.
27. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности». – Введен 01.07.2015. –Москва: Стандартинформ, 2015. – 33 с.
28. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения». – Введен 01.01.1991. –Москва: Стандартинформ, 1991. – 112 с.
29. ГОСТ 17.1.3.05-82 «Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами» - Введен 01.01.1983. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 1 с.
30. 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 внутрипластового горения на Русском  
нефтегазоконденсатном месторождении

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

Выпускник  Д.А. Проскурин  
подпись, дата

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

Нормоконтролер  С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021