

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

Скважинная добыча сверхвязких нефтей на примере ██████████ месторождения

Руководитель _____ зав. кафедрой, д-р. техн. наук Н.Г. Квеско
подпись, дата

Выпускник _____ М.Д. Жданов
подпись, дата

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

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

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.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Жданов М.Д.

Группа ГБ17-03Б

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Скважинная добыча сверхвязких нефтей на примере ██████████ месторождения

Утверждена приказом по университету от 17.05.2021 № 6346/С

Руководитель ВКР Н.Г. Квеско, зав. кафедрой, старший научный сотрудник, кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, геологической и нормативной информации по ██████████ месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР:

Перечень графического материала

Руководитель ВКР

подпись

Н. Г. Квеско

Заявление принял к исполнению

подпись

М.Д. Жданов

« ___ » _____ 20__ г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа «Скважинная добыча сверхвязких нефтей на примере [REDACTED] месторождения» содержит 112 страниц текстового документа, 44 использованных источника, 32 таблицы, 14 рисунков, 2 приложения.

СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ, МНОГОЗАБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ.

Целью данной работы является анализ различных систем разработки для [REDACTED] НГКМ и выбор из них наиболее подходящей.

В бакалаврской работе выполнены: анализ различных систем разработки для [REDACTED] НГКМ, осуществлены расчеты для подбора наиболее оптимальной.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1.Геология месторождения.....	8
1.1 Общие сведения о месторождении	8
1.2. Природно-климатические условия	9
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	11
1.4. Характеристика и строение продуктивных пластов	21
1.5 Тектоника.....	26
1.6 Нефтегазоносность	29
1.7 Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну	33
1.8 Результаты гидродинамических исследований	40
1.9 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа ...	45
1.10 Запасы нефти и газа	49
2. Анализ текущего состояния разработки месторождения	57
2.1. Анализ результатов опробования и испытания, пробной эксплуатации скважин и опытных работ.....	57
2.2. Пробная эксплуатация разведочных скважин	61
2.3. Состояние фонда скважин	63
2.4. Анализ истории проектирования и технологических решений.....	64
3.Выбор и анализ различных систем разработки для ██████████ НКГМ.	69
3.1. Результаты лабораторных испытаний вытесняющих агентов и их анализ. Выбор рабочих агентов.....	69
3.1.1. Результаты лабораторного определения эффекта от применения холодного и термального заводнения, паротеплового воздействия.	69

3.1.2. Лабораторные испытания щелочного (термощелочного) заводнения.	73
3.1.3. Результаты лабораторного исследования вытеснения раствором полимера.	76
3.1.4 Выбор рабочих агентов для воздействия на пласт.....	76
3.2 Выбор конструкции и системы расположения скважин	81
3.3 Выбор сетки скважин	82
3.4 Формирование конкурирующих систем разработки и выбор технологически оптимальной.	83
3.4.1 Технологические показатели варианта 1	84
3.4.2 Технологические показатели варианта 2	85
3.4.3 Технологические показатели варианта 3	85
3.4.4 Выбор технологически оптимальной системы разработки.....	85
4.Безопасность и экологичность	87
4.1. Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при разработке и эксплуатации месторождения.....	87
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	88
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	89
4.4. Обеспечение безопасности технологического процесса	90
4.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	92
4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	93
4.7. Экологичность проекта	95
Заключение	97

Список сокращений	98
Список использованных источников	99
Приложение А. Результаты расчета характеристик основного фонда скважин по вариантам.....	104
Приложение Б. Результаты расчета характеристик основных показателей разработки по вариантам.....	108

Введение

■ НГКМ было открыто в 1968 г. в эпоху массовой геологоразведки севера ХМАО и ЯНАО в советское время. Как и многие другие месторождения того региона оно было однажды открыто, разведано бурением, внесено в реестры и забыто. Причинами тому послужили проблемы с логистикой ввиду расположения в труднодоступном районе Заполярья, сложные климатические условия, а также высокая вязкость нефти. Его разработка в то время, когда были не исчерпаны ресурсы месторождений на «большой земле» с куда более благоприятными характеристиками пластового флюида (более легкая нефть с большим содержанием легких фракций УВ и меньшей вязкостью) в то время виделась весьма контрпродуктивным мероприятием. Однако, в наше время эра легких нефтей подходит к концу. Нефтяные запасы еще далеки от истощения, но нефть уходит во все более дальние и трудные для разработки условия. К тому же, со временем поменялась концепция оценки качества скважинной продукции, и если раньше наиболее ценными представлялись нефти с высоким содержанием легких фракций, то нынче большую ценность приобретают и нефти с высоким содержанием АСПО, так как она имеет большой потенциал для использования в качестве углеводородного сырья. Совокупность этих факторов заставляет нас вновь обратить взор и на это открытое и оставленное без внимания месторождение. В настоящее время владельцем лицензии и оператором разработки ■ НГКМ является АО «Тюменнефтегаз», дочерняя компания ПАО «Роснефть», и на месторождении ведутся работы по его освоению.

Целью данной работы является анализ различных систем разработки для ■ НГКМ и выбор из них наиболее подходящей. Из этого следует постановка следующих **задач**:

1.Собрать и анализировать материалы по геологическому строению месторождения

2.Анализировать текущее состояние разработки месторождения, на основании которого будет сделана выборка из нескольких релевантных систем разработки

3.Проведение расчеты параметров разработки и сравнить между собой эффективность каждого

4.Выбрать наиболее эффективный в технологическом и экономическом плане вариант разработки месторождения, дать рекомендации по его применению

5.Определить опасные производственные факторы при разработке месторождения

6.Анализировать необходимые требования по обеспечению безопасности проводимых работ и экологичности проекта

Объект исследования: ████████ НГКМ на севере ████████.

Предмет исследования: Различные системы разработки месторождения

Практическая значимость: Полученные в ходе работы результаты и соответствующий опыт могут быть использованы в будущей деятельности для развития профессиональных компетенций выпускника кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Нарботки могут быть заложены в основу магистерской диссертации при дальнейшем обучении в магистратуре по направлению «Нефтегазовое дело».

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение расположено в северной части междуречья Западно-Сибирской равнины и в административном отношении относится к автономного округа (рисунок 1.1).

Административный центр расположен в 110 км к северо-западу от границы месторождения. Ближайший населенный пункт 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 украинцы, татары.

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

Ближайшими месторождениями, находящимися в стадии промышленной эксплуатации, являются: нефтегазоконденсатное, расположенное в 190 км юго-западнее и - 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 ж.д. 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. [REDACTED] в зимнее время действует аэропорт с ледовой полосой, площадки для приема вертолетов имеются в п. [REDACTED] и [REDACTED].



Рисунок 1.1 – Обзорная карта ЯНАО

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 км². Наиболее характерные глубины - 0,8 - 2,0 м. Глубина некоторых озер может достигать 4-5 м, что позволяет использовать их для технического водоснабжения буровых установок.

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

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. Абсолютный минимум температуры составляет минус 61 °С, абсолютный максимум плюс 37 °С. Годовая сумма осадков составляет 531 мм, при этом подавляющее количество (до 353 мм) выпадает в теплый период (с апреля по октябрь). Преобладающее годовое направление ветров - южное. В январе преобладают ветры южного и юго-восточного, в июле - северного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,7 м/сек.

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

По геокриологическим условиям район относится к Северо-Пур-Тазовской области сплошного распространения многолетнемерзлых горных пород. Многолетнемерзлые породы развиты на всех геоморфологических уровнях, а несквозные талики небольшой мощности существуют только под водоемами - руслами рек и акваториями крупных озер. Толщи многолетнемерзлых пород

имеют непрерывный разрез по вертикали от кровли до подошвы. Среднегодовые температуры многолетнемерзлых пород в пределах месторождения изменяется от минус 5,0° до минус 1,5-2,0°С. Глубина сезонного протаивания изменяется от 0,3 до 2,0 м в зависимости от состава пород и характера растительного покрова.

Растительный покров территории месторождения характерен для лесотундровой зоны. Представлен кустарничковыми травяно-моховыми кочковатыми и мохово-лишайниковыми тундровыми сообществами, в сочетании с елово-березово-лиственничными редколесьями, кочковатыми мерзлыми кустарничково-лишайниково-моховыми болотами и бугристыми торфяниками. Лесная растительность приурочена только к относительно дренированным полосам вдоль мелких рек и представлена преимущественно елово-березово-лиственничными увлажненными лесами.

Наибольшее распространение из млекопитающих имеют дикий северный олень, песец, заяц-беляк, горностаи, ондатра. Из пернатых доминируют белая куропатка и различные виды водоплавающих птиц.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

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

В геологическом строении [REDACTED] месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского гетерогенного фундамента. Стратиграфическое расчленение разреза платформенного чехла на [REDACTED] 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.

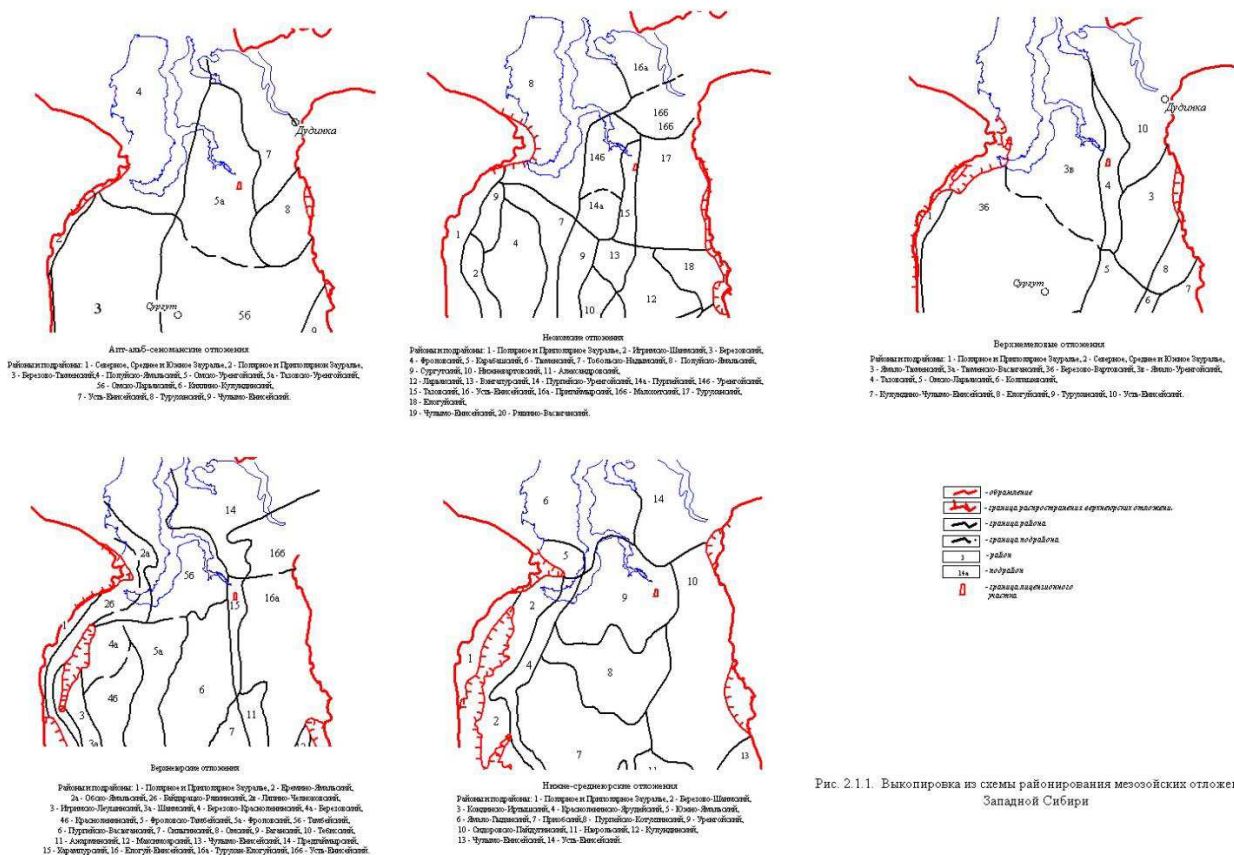


Рис. 2.1.1. Выкопировка из схемы районирования мезозойских отложений Западной Сибири

Рисунок 1.2 – Стратиграфическая схема мезозойско-кайнозойский отложений

Палеозойские отложения (фундамент).

Домезозойские породы вскрыты скважинами 21 и 24 на соседней Южно- [redacted] площади. Породы складчатого фундамента на [redacted] месторождении представлены чёрными глинистыми сланцами с туфами и толщами метаморфизованных известняков тёмно-серого цвета, пиритизированных и содержащих единичные фораминиферы девонского возраста.

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 [REDACTED] (скв. 11, 14, СГ-6), Геологической (скв. 35), [REDACTED] (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 [REDACTED] месторождении не вскрыты. По результатам бурения на [REDACTED] площади объединяются в заводоуковскую серию, формирование терригенных осадков которой происходило в основном в континентальных условиях. [REDACTED] 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 песчаниками от полимиктовых до аркозовых, преимущественно массивными, реже горизонтально-слоистыми за счет тонких линз более темного алеврито-глинистого материала. Цемент глинистый, известково-глинистый. Песчаники чередуются с пластами гравелитов и валунно-галечных конгломератов, реже с прослойками алевролитов и аргиллитов, содержащих обильный обугленный растительный детрит. Геттанг-раннеплинсбахский стратиграфический диапазон свиты установлен по спорово-пыльцевым комплексам и по положению в разрезе. Мощность свиты 190-207 м. Пласты Ю₂₀-Ю₂₃.

Ягельная свита представлена темно-серыми аргиллитами, тонкоотмученными, местами алевритистыми, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда с карбонатным цементом. Встречается растительный

детрит, отпечатки листовой флоры. В породах определены споры и пыльца плинсбаха. Мощность свиты 73-150 м. Пласты Ю₁₈-Ю₁₉.

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 ЮВ₁₁, и глинами тогурской пачки в кровле, темно-серых, аргиллитоподобных, прослоями слабобитуминозных, углистых с прослоями алевролитов. К тогурской пачке приурочен сейсмогоризонт «Т₄». Мощность подсвиты 330-350 м. Пласты Ю₁₃-Ю₁₇.

Верхняя подсвита по литологии близка к вышеописанной толще, отличается лишь несколько большим содержанием пластов песчаников. В кровле верхней подсвиты обособляется пачка темно-серых, аргиллитоподобных глин с прослоями песчаников и алевролитов. Данная пачка, толщиной 60-70 м, надежно сопоставляется с субрегионально прослеживаемой радомской пачкой, к которой приурочен сейсмоотражающий горизонт Т₂. Плинсбах-раннеааленский возраст котухтинской свиты определен по спорово-пыльцевым комплексам и фораминиферам. Мощность подсвиты 220- 230 м. Пласты Ю₁₀-Ю₁₂.

Тюменская свита (J_2^a - J_3^{k-1}) залегает согласно на подстилающих породах и, судя по разрезам скважин 29, 33, 53, 54 на [REDACTED], 14, 21, 24 на [REDACTED] 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. Аален-раннекелловейский возраст свиты установлен по остаткам листовой флоры, спорово-пыльцевым комплексам и обедненным комплексам фораминифер. К кровле тюменской свиты приурочен сейсмоотражающий горизонт Т₁. Мощность свиты 460-550 м. Пласты Ю₂-Ю₉.

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

На [REDACTED] месторождении данные отложения вскрыты скважинами 26, 151, 152. В составе серии восточной части [REDACTED] фациального района выделяются васюганская и марьяновская свиты, которые также вскрыты скважинами на Тазовской и [REDACTED] 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. Характерны пирит, глауконит, растительный детрит, отпечатки аммонитов и двустворок верхнекелловейского возраста. Мощность подсвиты 35-60 м.

Верхняя граница нижневасюганской подсвиты проводится условно по кривой кажущегося сопротивления, на которой выделяется пачка с повышенным сопротивлением. К этой границе в разрезах, охарактеризованных фауной, приурочена смена келловейских комплексов фораменифер и аммонитов оксфордскими.

Верхняя подсвита сложена песчаниками и алевролитами серыми с буроватым оттенком и разделяющими их аргиллитоподобными глинами темно-серыми. Породы биотурбированы. Характерен пирит, растительный детрит, остатки фауны оксфордского возраста. 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 алевритовые, в верхней части прослоями битуминозные. Встречаются карбонатные разности, конкреции, пиритовые стяжения, останки рыб, двустворок и аммонитов киммеридж-волжского и ранне-берриасского возраста. Мощность свиты 75-110 м.

С отложениями свиты связан опорный отражающий горизонт «Б» межрегионального значения.

Меловая система.

Отложения меловой системы представлены обоими отделами, которые разделяются на три крупных серии или надгоризонта: зареченский, покурский и дербышинский. На [REDACTED] они вскрыты скважинами [REDACTED], [REDACTED].

Зареченский надгоризонт объединяет преимущественно морские песчано-алеврито-глинистые осадки берриасс-раннеаптского возраста. В составе надгоризонта в пределах рассматриваемого фациального района выделяются: мегионская, заполярная и ереямская (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 алевритистыми, с горизонтально-слоистой и линзовидно-волнистой текстурой, иногда осложненной микроползнями и явлениями взмучивания. Для пород свиты характерны: углефицированный растительный детрит, остатки пиритизированных водорослей. В основании свиты на Ххххххх площади развиты клиноформенные алевролитопесчаные пласты ачимовской толщи, количество и мощность которых увеличивается на восточном крыле [REDACTED]. В верхней части свиты глины чередуются с прослоями и пластами песчаников, светло-серых с глинистым и карбонатным цементом. Пласты БТ₉-БТ₁₅. Берриасс-ранневаланжинский возраст свиты установлен по аммонитам и фораминиферам, ее мощность 500-550 м.

Заполярная свита (K_1^{v-h}) сложена чередованием сероцветных песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями алевритистых глин, включающих обильный растительный детрит, отпечатки растений и обломками древесины. В верхней части свиты, примерно в 50-100 м от ее кровли, обособляется почка «шоколадных» глин, сопоставимых с их стратиграфическим аналогом в Уренгойском фациальном районе. По кровле пачки «шоколадных» глин

проводится граница валанжинского и готеривского ярусов. Поздневаланжин-готеривский возраст свиты установлен на основании определений спорово-пыльцевых комплексов и фораминифер. Мощность свиты 570-600 м. Пласты БТ₀-БТ₈, АТ₁₀₋₁₁.

Ереямская (малохетская) свита (K_1^{br-ap}) сформировалась в условиях продолжающейся регрессии моря и залегает с позднеготеривским перерывом на подстилающихся отложениях. Свита представлена в основном песчано-алевролитовыми сероцветными породами с малопротяженными прослоями и пластами серых глинистых алевролитов и зеленовато-бурых, реже черных, углистых глин. Встречаются линзы и пропластки бурых углей. В основании свиты отмечаются пропластки и пласты конгломератов и гравелитов. Баррем-аптский возраст свиты установлен по отпечаткам листьев растений и спорово-пыльцевым спектром. Мощность свиты 265-350 м. Пласты МХ₁-МХ₁₀.

Согласно корреляционной стратиграфической схемы 1990 года вышеописанные отложения выделены в ереямскую свиту. В данном случае принято во внимание, что малохетская свита в стратотипическом разрезе имеет несколько отличный состав и больший стратиграфический объем, за счет более раннего ее начала формирования.

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, слюдяные, 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 алевритистые, 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. В целом для пород свиты, характерны обугленный растительный детрит, крупные растительные остатки, линзовидные прослои и пласты бурого угля, количество которых существенно увеличивается в ее нижней, так называемой «угленосной толще», с пластами ПК₁₉-ПК₂₂.

К кровле покурской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Г, а к ее нижней «угленосной» пачке - горизонт М. Позднеапт-сеноманский возраст свиты установлен по спорово-пыльцевым комплексам и по положению в разрезе. 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 (K₂^{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 ПК₀. Вторая (лукияхинская) пачка сложена зеленовато-серыми глинами и плотными алевритами глинистыми с включением фауны, останками рыб и пиритизированных водорослей. 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.

Турон-коньякский возраст кузнецовской свиты установлен по комплексам фораминифер и находкам макрофауны.

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

Нижнечасельская подсвита сложена глинами серыми, опоковидными, слабоалевритистыми, гидрослюдистыми. Местами встречаются прослои алевролитов глауконитово-кварцевого состава с опаловым цементом. Кровля подсвиты проводится по поверхности регионально прослеживаемого пласта кремнистых аргиллитов толщиной 20-22 м, являющегося стратиграфическим репером и одновременно сейсмоотражающим горизонтом С. 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. Возрастное положение часельской свиты установлено по комплексам фораминифер, характерных для коньяк-кампанского веков. Мощность свиты 320-500 м.

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

площади. Маастрихтский возраст свиты определен по фораминиферам и спорово-пыльцевым комплексам. 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 вала. Палеоценовый возраст осадков установлен по спорово-пыльцевым комплексам. 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-алеврито-глинистых отложений надпойменных террас, пойм, озер и болот. Мощность четвертичных отложений 45-100 м.

1.4. Характеристика и строение продуктивных пластов

В разрезе ██████████ месторождения продуктивными являются сеноманские (пласты ПК₁₋₇) и баррем – аптские (пласты ПК₂₁₋₂, ПК₂₂₋₁ и МХ₈) отложения.

Сеноманские отложения слагают верхнюю часть покурской свиты. В составе свиты преобладают песчаники и алевролиты, неравномерно переслаивающиеся с глинами. Пески и песчаники, серые и светло-серые, разнозернистые 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 алевритистые, 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.

Сеноманские отложения формировались при континентальной, а в заключительную стадию осадконакопления – прибрежно-морской обстановке. Накопление пластов происходило при обильном поступлении песчаного материала. Отсутствие цикличности отложений, неравномерное переслаивание песчано-алевритовых и глинистых пачек при подчиненном количестве последних характерно для речных, дельтовых и авандельтовых отложений. Наибольшие мощности песчаного материала накапливались в самих руслах и в намывных телах типа кос и намывных песчаных валов.

Характеристики пластов приведены в таблице 1.1 и на рисунках 1.3 – 1.5.

Таблица 1.1 – Характеристика пластов

Пласт	Толщина			Эффективная толщина			К. песч.		
	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
ПК ₁	29.3	35.6	33.22	5.40	29.90	19.32	0.18	0.86	0.58
ПК ₂	27.5	47.5	33.00	3.60	32.40	17.34	0.12	0.84	0.53
ПК ₃	37.1	62.5	51.13	11.20	39.60	30.67	0.24	0.92	0.60

Окончание таблицы 1.1

Пласт	Толщина			Эффективная толщина			К. песч.		
	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
ПК ₄	29.9	53.9	43.04	12.40	48.60	30.50	0.32	0.95	0.71
ПК ₅	12.9	32.2	22.12	12.90	32.10	15.69	0.31	0.98	0.71
ПК ₆	21.6	38.8	33.61	5.60	28.90	19.38	0.25	0.90	0.58
ПК ₇	23.3	35	27.88	4.20	30.60	17.36	0.15	0.75	0.62
ПК ₅₋₇	73.2	98.5	83.60	39.50	80.20	52.43	0.47	0.89	0.63

Пласт ПК₁ характеризуется толщинами от 29 до 36 метров, эффективные толщины при этом изменяются от 5,4 до 29,9 метра. Центральная часть месторождения характеризуется пониженными значениями эффективных толщин. Отложения здесь, по – видимому, представлены фациями пойм и боковых русел. Основные русла рек проходили на северной и юго-западной периклиналях структуры, что выразилось в повышенных значениях на карте эффективных толщин. Для фаций заполнения русел характерны грубозернистые разности с трансгрессивным характером цикличности, с повышенными значениями ФЕС.

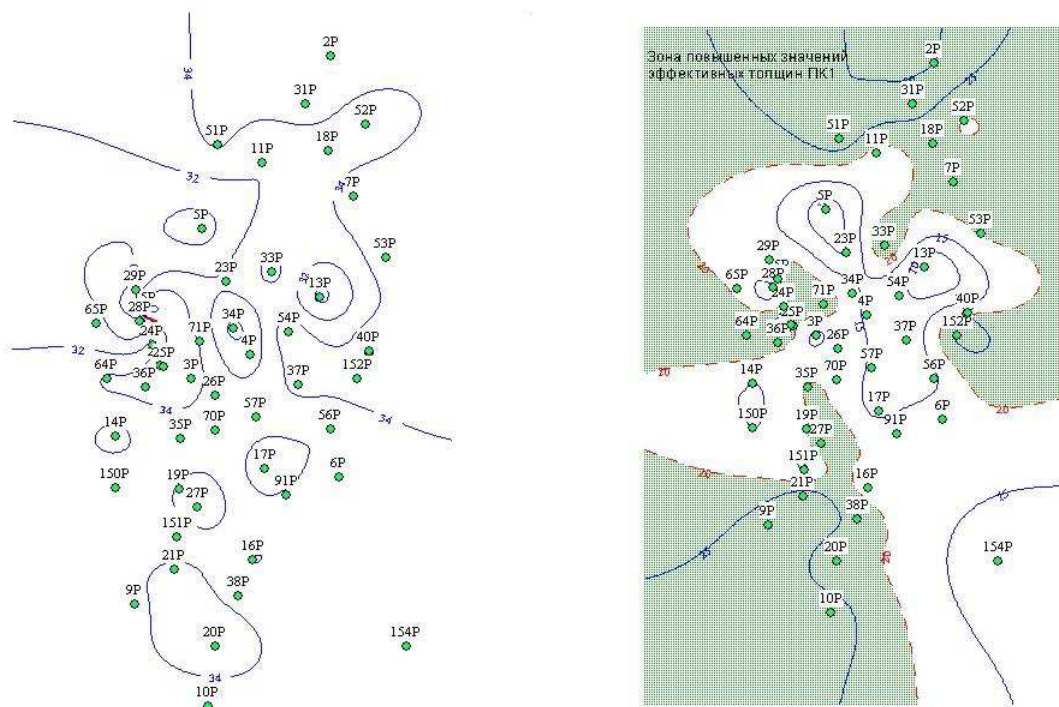


Рисунок 1.3 – Карты толщин пласта ПК1

На карте эффективных толщин пласта ПК₂ отмечается усредненное северо-восточное простирание зоны повышенных значений. Аналогичный характер имеют карты эффективных толщин пласта ПК₄ и ПК₅. По-видимому, в периоды накопления этих пластов основное направление течения меандрирующих рек было северо-восточным. В период формирования пласта ПК₃ территория купола будущей структуры, как и для пласта ПК₁, находилась в пойменных условиях, что отразилось на карте эффективных толщин пониженными значениями.

Помимо циклического повторения условий осадконакопления для пластов ПК₁-ПК₅ можно отметить общее уменьшение песчаности разреза для более молодых осадков, что свидетельствует о приближении морских условий осадконакопления.

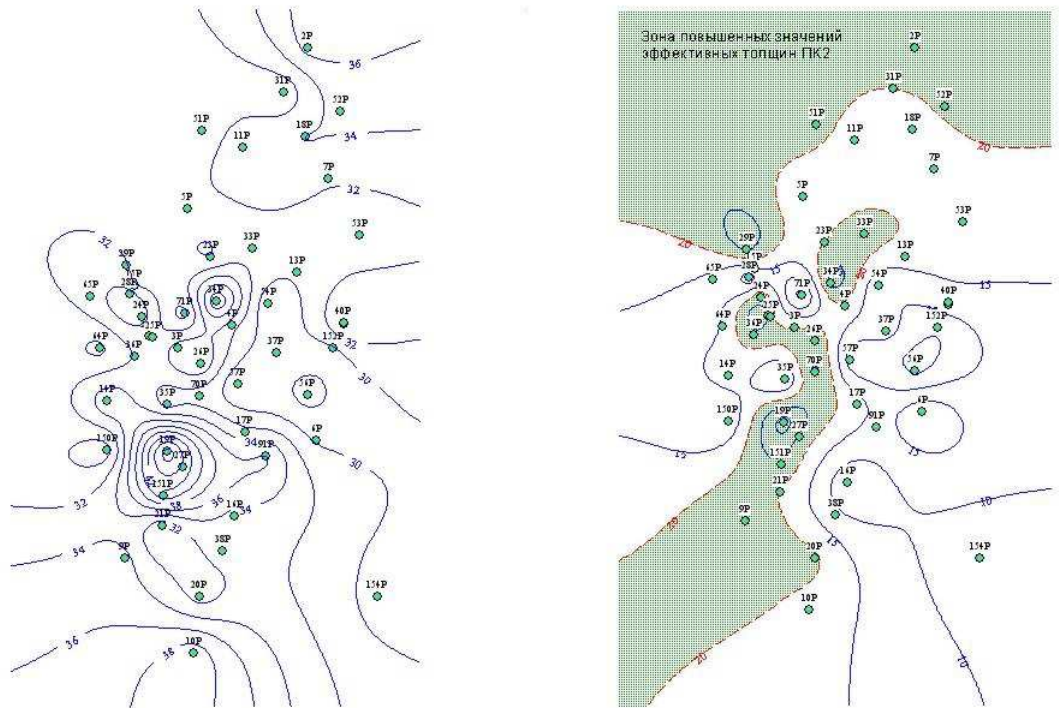


Рисунок 1.4 – Карты толщин пласта ПК2

Пласты ■■■, ■■■. В результате опробования скв. ■■■ в подошве покурской свиты были выявлены газовые залежи пластов ■■■, ■■■. Пласты относятся к нижней, существенно глинистой части свиты и к востоку от Юрибейского разлома в куполе структуры представляют собой резервуары незначительной, до 6 м эффективной толщины. В продуктивной скважине ■■■ эффективные толщины пластов составляют соответственно 3 м и 3,3 м.

В песчаных фациях пласты развиты по месторождению не повсеместно. Пласт ■■■ полностью заглинизирован в скважинах ■■■, ■■■. На юго-западе структуры в районе скважин ■■■ и ■■■ его эффективные толщины возрастают до 9-12 м. Пласт ■■■ заглинизирован в скважинах ■■■. 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.

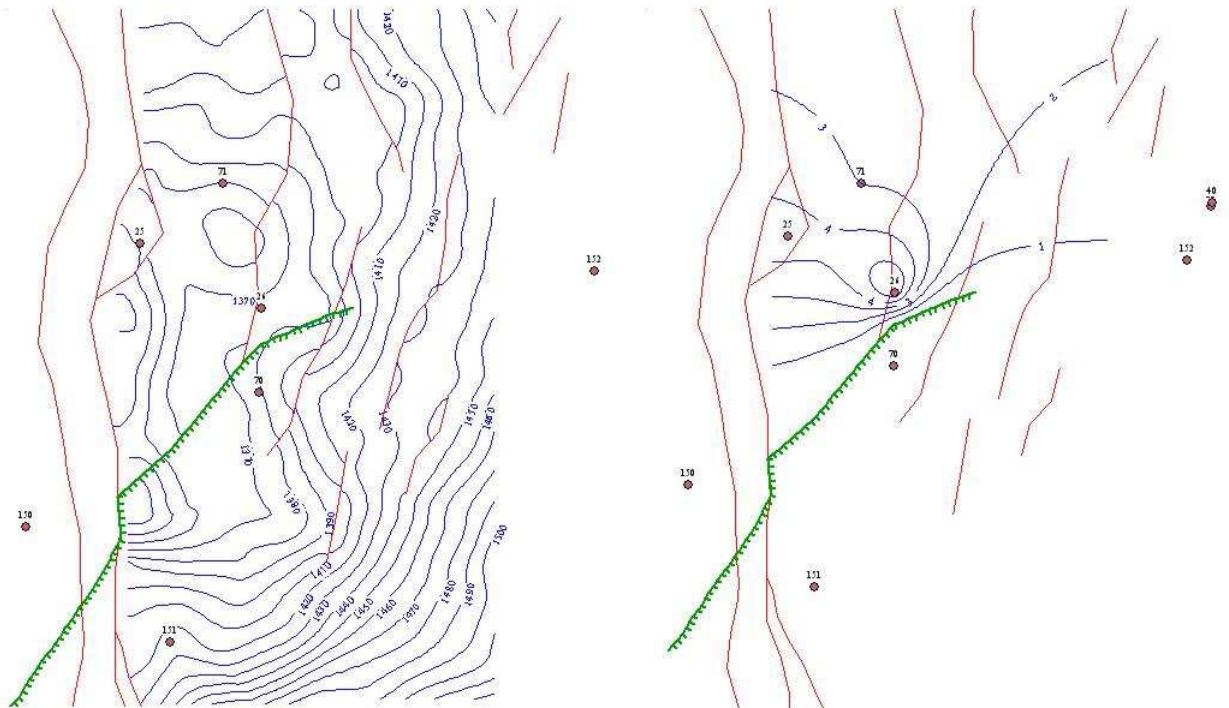


Рисунок 1.5 – Структурная карта кровли коллектора [REDACTED] и карта эффективных толщин пласта [REDACTED]

Пласт [REDACTED] 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 пластов глин и их полное отсутствие в разрезе скважин 150 и 151.

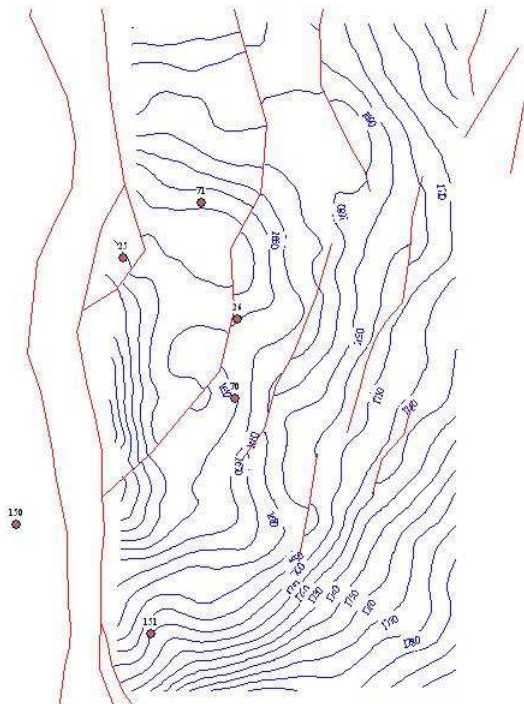


Рис 2.2.25 Структурная карта кровли коллектора МХ8

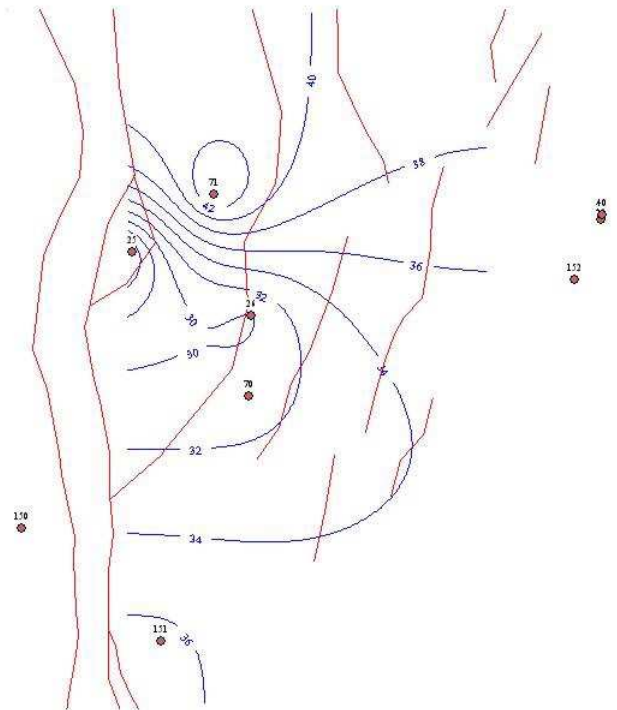


Рис 2.2.26 Карта эффективных толщин пласта МХ8

Рисунок 1.5 – Структурная карта кровли коллектора [REDACTED] и карта эффективных толщин пласта [REDACTED]

1.5 Тектоника

[REDACTED] месторождение приурочено к той части Западно-Сибирской геосинеклизы, где фундаментом являются салаириды, но они расположены на простирании герцинид Обь-Тазовской складчатой системы (рисунок 1.6). Осадочный чехол слагается триас-палеогеновыми отложениями, которые с большим перерывом перекрыты рыхлыми четвертичными осадками.

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

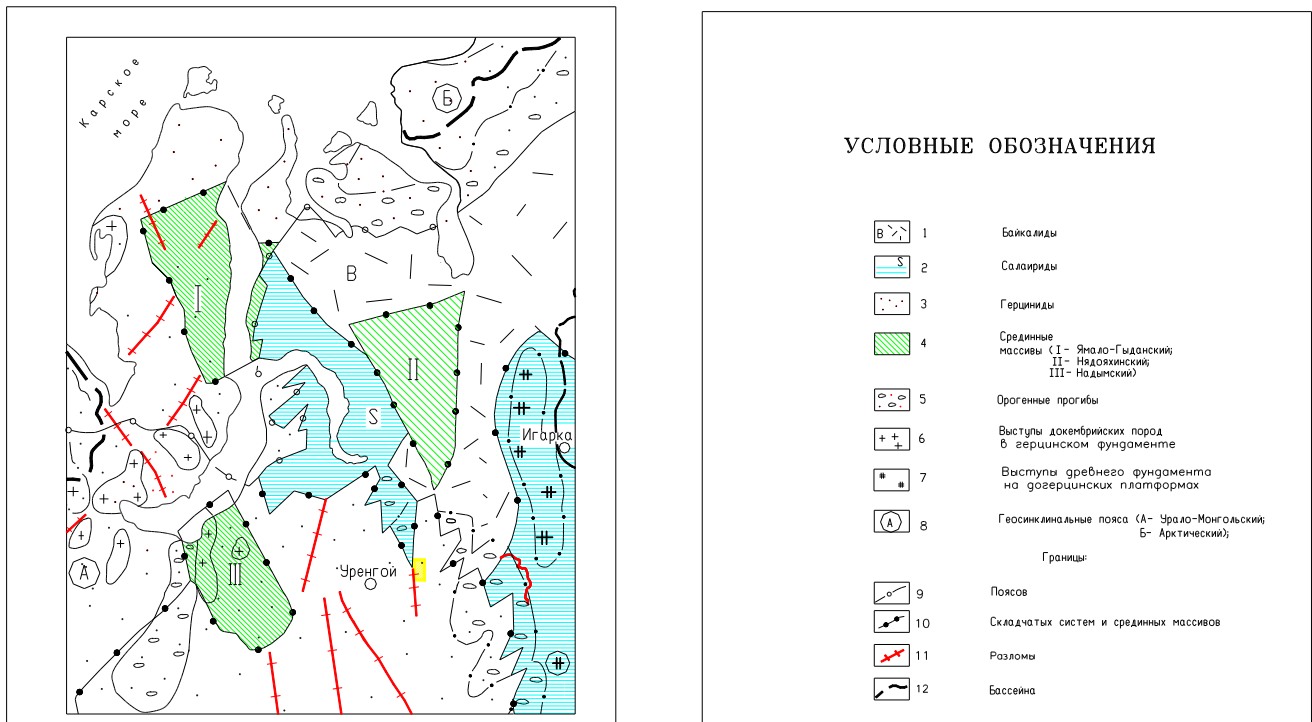
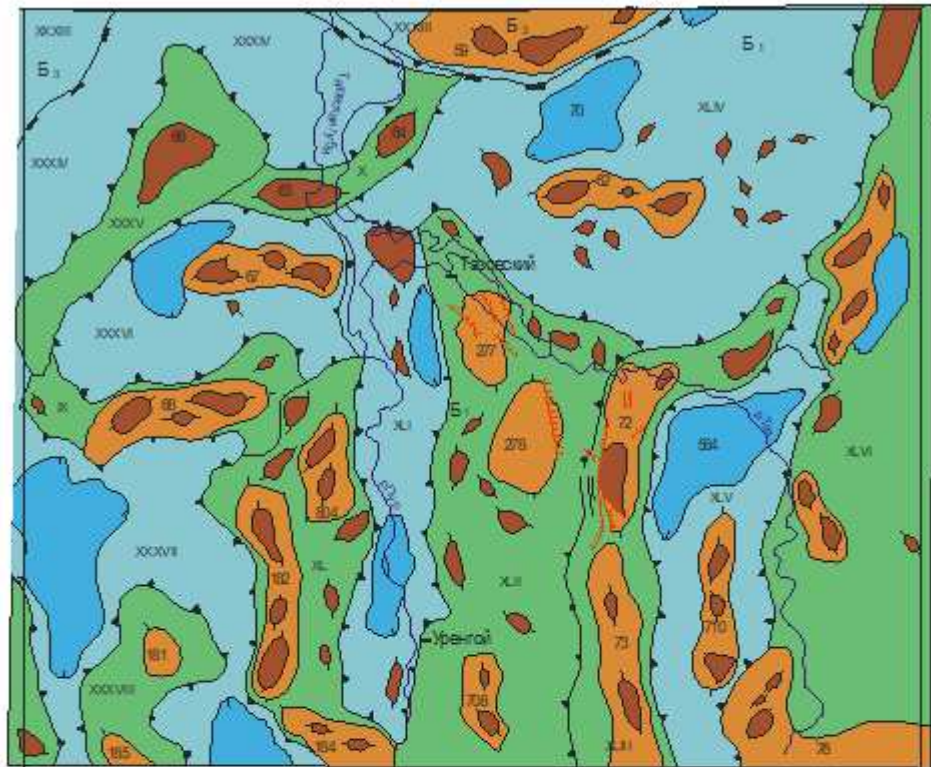







Рисунок 1.6 - Схема тектоники “фундамента” северной части Западно-Сибирского бассейна

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.

_____ вал является северной частью _____-Часельского мегавала, который осложняет восточную часть Надым-Тазовской синеклизы (рисунок 1.7). _____-Часельский мегавал на западе примыкает к Хадыряхинской моноклинали, а на востоке - к Нижнетазовской впадине, переходя к северу в виде периклинали - в Большехетскую впадину. Шарнир _____-Часельского мегавала плавно воздымается в южном направлении. Крылья мегавала симметричные, пологие, и лишь в пределах именно _____ хвала разбиты сбросами.



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 1.7 - Тектоническая карта
Западно-Сибирской синеклизы

1.6 Нефтегазоносность

■ площадь расположена (рисунок 1.8) на юго-востоке Тазовского нефтегазоносного района (НГР) Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) в пределах земель с весьма высокими плотностями потенциальных запасов углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

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

Кора выветривания также может служить объектом поисков углеводородов. На признаки ее газонасыщенности и коллекторские свойства указывает газоводяной фонтан (дебит воды 532 м³/сут, газа 3000 м³/сут через 2'' отвод) в скважине 21Р Южно-■ площади.

Нижнесреднеюрский НГК выделяется в объеме заводоуковской серии. Характеристика серии дана в разделе «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». 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 ■-Реченском, Тазовском, Новочасельском, Кынском, Верхне-Часельском, Черничном месторождениях. Залежи являются литологически экранированными, дебиты нефти достигают 50 м³/сут при динамическом уровне 988 м. Кроме того, при вскрытии верхних горизонтов малышевской (скв. 720Р ■-Реченской площади) и тюменской свит (скв. 53Р Тазовской площади) были получены мощные аварийные фонтаны газоконденсата дебитом свыше 500 тыс. м³/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 НПП. Можно ожидать, что в пределах [REDACTED] 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 [REDACTED] площади вскрыта кровельная часть марьяновской свиты. Верхнеюрский НГК перспективен в нефтегазоносном отношении там, где в его состав входят нижезалегающие васюганская или сиговская свиты. По данным геолого-геофизической интерпретации эти стратиграфические подразделения получили развитие в пределах [REDACTED]-Реченской, Южно-[REDACTED], [REDACTED]-Часельской ([REDACTED]-Северо-Часельской) и [REDACTED] площадей.

Ачимовский НГК выделяется в объеме одноименной толщи, залегающей в основании мегионской свиты. По сейсморазведочным данным ачимовские песчаные пласты имеют линзовидно-прерывистое распространение. В связи, с чем толщина комплекса изменяется от 0 до 200 м. Нефтегазоносность ачимовского НГК подтверждена на ряде площадей в Уренгойском и Тазовском НГР. На ближайшем Северо-Пуровском месторождении из пластов ачимовской толщи получен мощный фонтан газоконденсата ($Q_{гк}^{16}=475$ тыс. м³/сут). По данным сейсморазведки на восточном борту [REDACTED]-Часельского мегавала картируются серии ловушек структурно-литологического типа, что позволяет оценивать положительно перспективы этого комплекса.

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

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

Нефтегазоносность комплекса не доказана. При испытании в скважине 25Р пластов АТ₁₁, БТ₁, БТ₃, БТ₄, БТ₅, БТ₁₅, в скважине 26Р - БТ₁₃, БТ₁₅, в

скважине 150 -БТ₁ получены непереливающие притоки разгазированной пластовой воды (табл. 4.1). Отрицательные результаты опробования объясняются неблагоприятными структурно-литологическими условиями заложения скважин. На продуктивность поздневаланжин-раннеаптских отложений указывают крупные и гигантские нефтегазоконденсатные и газоконденсатные залежи расположенного северо-западнее Заполярного месторождения. Однако в восточном направлении разрез опесчанивается и отложения не содержат выдержанных глинистых покрышек.

Баррем-апт-сеноманский НГК выделяется в пределах ереямской (малохетской) и покурской свит. Толщина комплекса изменяется от 1075 м до 1350 м, представлена пластами МХ₁-МХ₁₀ и ПК₁-ПК₂₂. 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 ПК₂₁², ПК₂₂¹, МХ₈.

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. м³/сут на штуцере 2,42 мм, в других скважинах получены притоки минерализованной разгазированной пластовой воды. На соседнем Южно-██████ месторождении доказана газонасыщенность коллекторов кузнецовской свиты (скв. 104Р, Q_г=128 тыс. м³/сут на 10 мм шайбе) Таким образом отложения туронского возраста также перспективны в отношении газоносности.

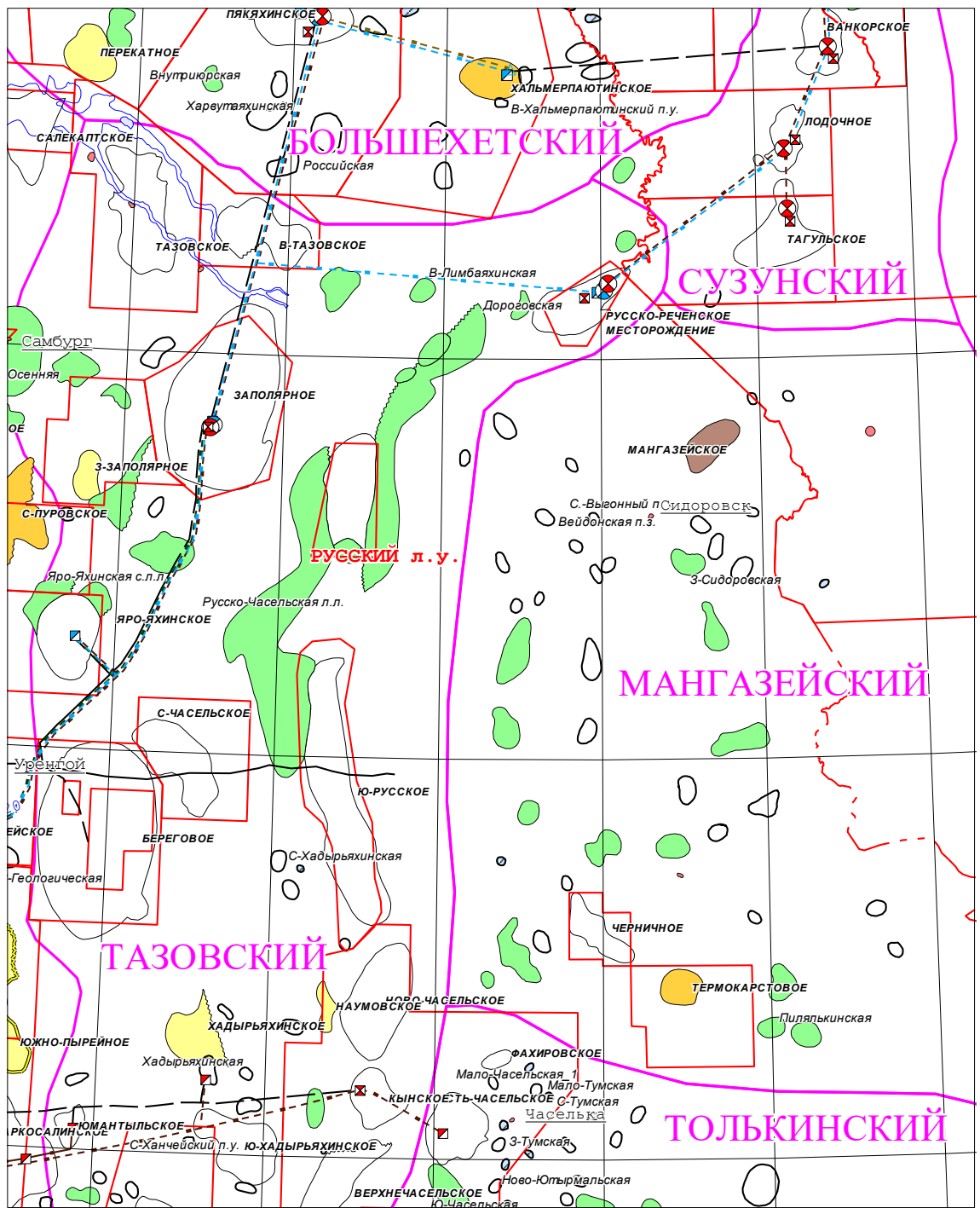


Рисунок 1.8 - Схема нефтегеологического районирования
 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

1.7 Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну

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

Пласт ПК₅₋₇ залегает в средней части сеноманского комплекса и по макроописанию представлен частым прослаиванием песчаников алевролитов и глин. Песчаники мелкозернистые, рыхлые, плохо сцементированные, с горизонтально-волнистой слоистостью, с прослоями глин толщиной от мм до 10 см. Присутствуют постепенные переходы песчаника в алевролит. Алевролиты мелкозернистые, сцементированные глинистым цементом, с тонкими прослоями мелкозернистого песчаника и глин толщиной от 1-2 мм до 10 см. Слоистость горизонтальная. Глины с различным содержанием песчаного материала (до 40-45 %), переходящие в глинистый песчаник. В породах присутствуют прослой известняка песчаного, сильно глинистого, толщиной до 0,3 м.

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.

Пласт охарактеризован керном в скважинах 3р, 4р. 34р, 35р.

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 ПК₅₋₇ относятся к I классу.

Пласт ПК₄. 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 %.

Пласт охарактеризован керном в скважинах 3р, 4р, 5р, 19р, 23р, 27р, 33р, 34р, 35р, 37р, 54р, 57р.

По описанию керна песчаники средне- и мелкозернистые, средней плотности и крепости, участками сыпучие, с прослоями и линзами глинистого материала (до нескольких см), цементированные глинистым цементом. Алевролиты глинистые, переходящие участками в песчано-слюдистые глины. Глины песчанистые, слюдистые, микро слоистые, средней плотности.

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

Из постседиментационных процессов отмечается пелитизация полевых шпатов. Среднее значение $K_{песч}$ пласта составляет 0,69, $K_{расч}$ – 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_p 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 1.9) показывают, что наибольшее число определений K_p находится в интервале 30-34%, $K_{пр}$ – 100-1000 мД, и $K_{во}$ – в интервале 30-40%. Модальное значение K_p = 31,1%.

По А.А. Ханину коллекторы пласта ПК₄ относятся к I классу.

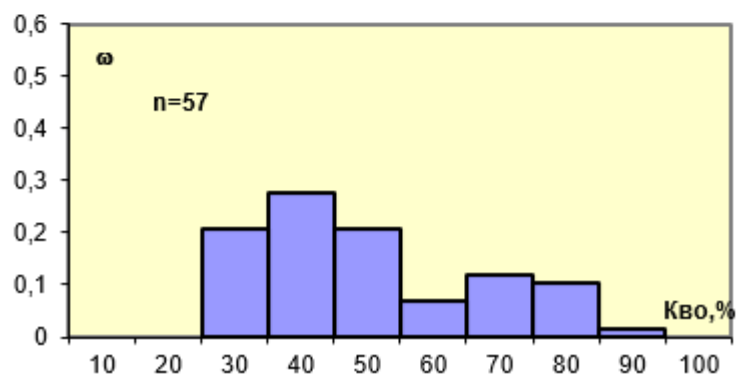
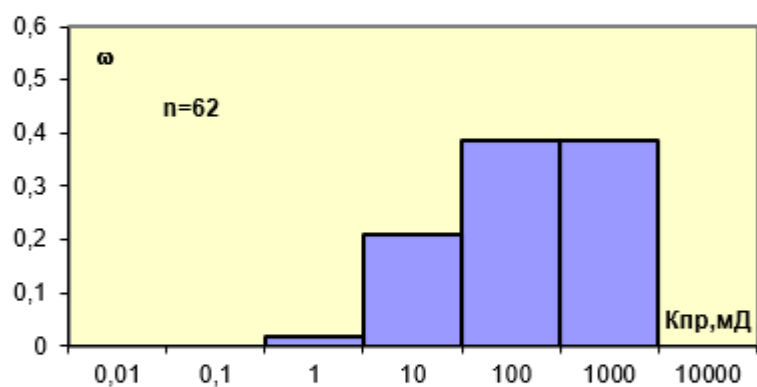
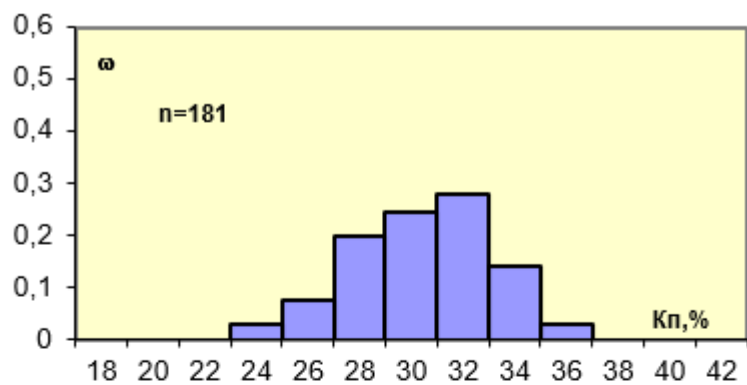


Рисунок 1.9 - Распределение Кп, Кпр, Кво. в пласте ПК4 ██████████ месторождения

Пласт ПК₃. 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 %.

Пласт охарактеризован керном в скважинах 3р, 4р, 5р, 13р, 17р, 21р, 23р, 27р, 28р, 33р, 34р, 35р, 37р, 52р, 54р, 57р, 91р.

По описанию керна песчаники мелкозернистые, рыхлые, кварцевые, слюдистые слабосцементированные, с глинистыми прослоями толщиной до 10 см. Глины алевритистые, переходящие в глинистый алевролит, присутствуют пластинчатые прослои, постепенно переходящие в песчанистую глину. Структура алевро-пелитовая, текстура слоистая, обусловленная тонкими прослоями (доли мм) алевролита и мелкозернистого песчаника.

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

Среднее значение $K_{песч}$ пласта 0,58, $K_{расч}$ – 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_p по газонасыщенной толщине 29,1 %, по нефтенасыщенной - 30,6 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газанасыщенной толщине 29,0 %, по нефтенасыщенной – 31,0 %.

Гистограммы распределения открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности (рисунок 1.10) показывают, что наибольшее число определений K_p находится в интервале 28-30 %, $K_{пр}$ – 10-100 мД, $K_{во}$ – в интервале 50-60 %. Модальное значение K_p = 29,0 %, $K_{пр}$ = 112,3 мД, $K_{во}$ = 41,1 %.

По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта ПК₃ относятся к I классу.

Пласт ПК₂. Коллекторы пласта по описанию керна представлены песчано-алевритовыми отложениями с подчиненными прослоями глин. Песчаники кварц-полевошпатового состава, слюдистые, от крепко сцементированных до рыхлых. Алевролиты песчанистые и глинистые, от

среднезернистых до рыхлых, цементированные глинисто-карбонатным цементом. Глины песчаные, алевритистые, слюдистые, микро слоистые.

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 %.

Пласт охарактеризован керном в 24-х скважинах.

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

Среднее значение $K_{песч}$ пласта составляет 0,52, $K_{расч}$ – 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_p по газонасыщенной толщине 29,1 %, по нефтенасыщенной – 30,6 %. Средневзвешенные значения открытой пористости по газанасыщенной толщине 30,3 %, по нефтенасыщенной – 30,6 %.

Распределение фильтрационных параметров (Рисунок 1.10) показывает, что наибольшее число определений K_p находится в интервале 30-32 %, $K_{пр}$ – 100-1000 мД, и $K_{во}$ – в интервале 30-40 %. Модальное значение K_p = 31,8 %.

В соответствии с классификацией А.А. Ханина коллекторы пласта ПК₂ относятся к I классу.

Пласт ПК₁. На месторождении отложения пласта вскрыты в 50-и скважинах, и представлены частым переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин. Толщина прослоев меняется от мм до нескольких метров.

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 %.

Пласт охарактеризован керном в 30-и скважинах.

Минералогический состав породообразующих минералов сходен с составом коллекторов ПК₂ и ПК₃.

Среднее значение $K_{песч}$ пласта 0,58, $K_{расч}$ – 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_p 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_p находится в интервале 30-32 %. Модальное значение $K_p = 31,0$ %, $K_{пр} = 52,6$ мД, $K_{в.о.} = 45,0$ %.

По классификации А.А. Ханина коллекторы пласта ПК₁ 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.

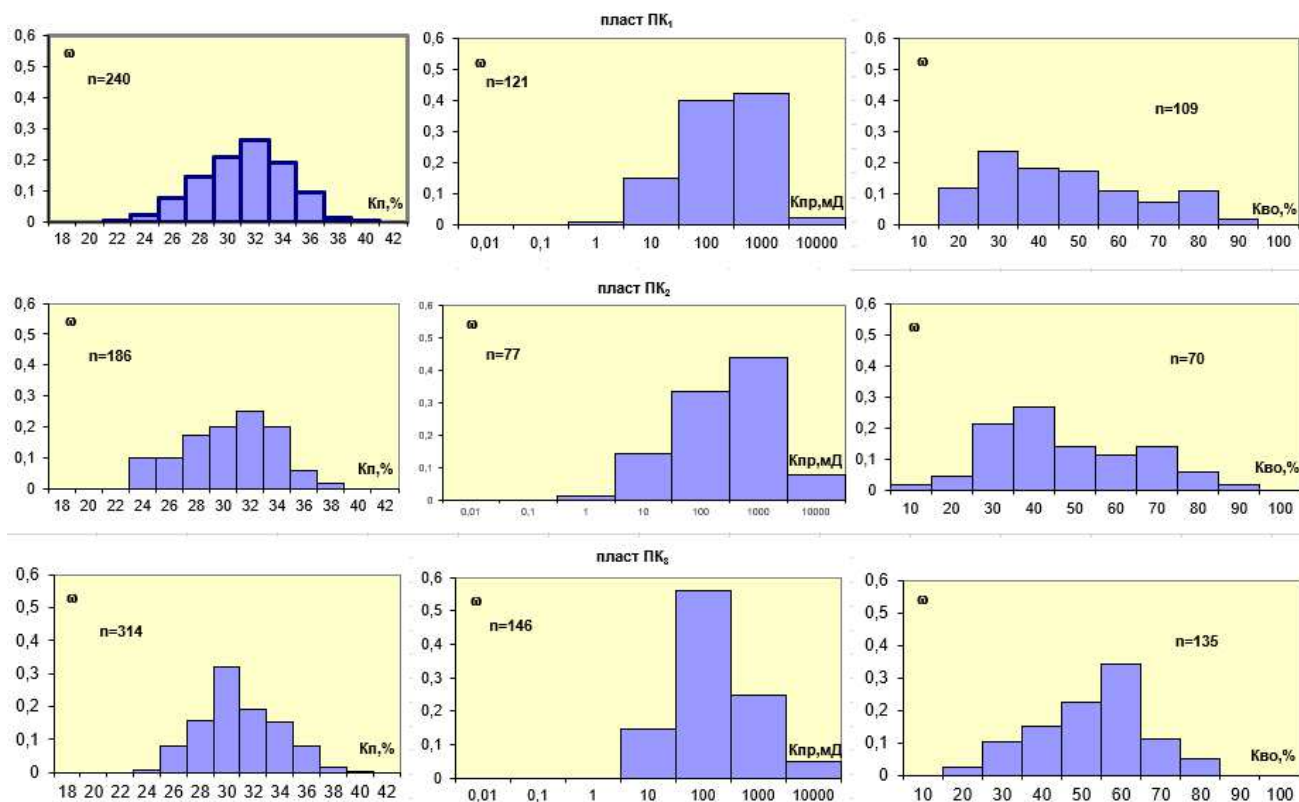


Рисунок 1.10 - Распределение Кп, Кпр, Кво. в пластах ПК1, ПК2, ПК3

месторождения

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

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

1.8 Результаты гидродинамических исследований

Гидродинамические параметры продуктивных пластов ПК1-7 ██████████ месторождения определены в период испытания разведочных скважин и опытно-промышленной эксплуатации.

Гидродинамическими исследованиями на сеноманской залежи на 01.01.2005г. было охвачено 34 скважины или 58,6% от пробуренного фонда.

Исследования на скважинах проводились различными методами:

- методом установившихся отборов - ИК;
- методы неуставившихся отборов – КВД, КПД;
- амёры статических уровней;
- методом последовательной смены стационарных состояний – ПССС;
- методом гидропрослушивания;
- снятием профилей приемистости, термометрией, плотмером.

Притоки нефти получены на эрлифте, при обработке струйным насосом или снижением динамического уровня. Замеры забойных и пластовых давлений произведены глубинными геликсными манометрами при испытании, глубинными дистанционными датчиками давления и температуры – в период опытно-промышленной эксплуатации.

Во многих случаях замеренные пластовые давления не восстановлены, в расчетах принимались равными гидростатическому. Параметры пласта определены по большей части методом установившихся отборов.

В период ГРП в основном решались проблемы по установлению положения флюидальных контактов и определению продуктивности коллекторов. Исследования скважин на неуставившихся режимах фильтрации проведены по немногочисленному фонду скважин.

Фонтанирующие газовые скважины исследовались в соответствии с «Инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин», М., «Недра», 1980 г. Газовые объекты охарактеризованы исследованиями на КВД по трем скважинам №№ 37 (3 объекта), 35, 54. Из них

в скважине 37 (объект № 5) КВД невосстановилась; в скважине 35 (объект № 3) при вскрытии нефтенасыщенных отложений получен перетоком фонтан газа (с глубины 831 м), запись КВД некачественная. Результаты исследований по указанным объектам, как и результаты определения гидропроводности пласта, признаны некачественными и отбракованы. По трем объектам коэффициент гидропроводности пласта варьируется в интервале 0,073-0,374 мкм²·см/мПа·с, коэффициент проницаемости изменяется от 0,032 до 0,128 мкм² (в среднем 0,088 мкм²).

Исследования нефтяных объектов были затруднены аномальными свойствами нефтей. По большинству испытанных объектов получены непереливающие притоки нефти. При кратковременном испытании разведочных скважин отмечался интенсивный вынос песка (обычно 1-17%, достигающего 80%) и образование песчаных пробок. Высокое содержание смол и парафинов в нефти и склонность этой нефти к образованию высоковязких водонефтяных эмульсий. Фильтрация эмульсии вместе с песком, очевидно, ведет к значительному повышению сопротивления и занижению проницаемости пород в призабойной зоне и, соответственно, производительности скважин. Возможно, именно это обстоятельство привело к низким значениям продуктивности и относительно большому числу непереливающих скважин. Исследования непереливающих скважин проводилось по методу последовательной смены стационарных состояний. Результаты интерпретировались по дифференциальному методу Муравьева-Крылова с определением коэффициента продуктивности.

По некоторым непереливающим объектам в актах испытания были рассчитаны коэффициенты гидропроводности пласта с использованием коэффициента продуктивности. Такой метод определения параметров проводимости не может адекватно отражать проницаемость удаленной зоны пласта; рассчитанные таким образом коэффициенты гидропроводности во внимание не принимались.

По разведочному фонду скважин исследования нефтяных объектов на неустановившихся режимах фильтрации ограничены 4. Из них по скважинам 54 (объект 1), 35 (объект 2) записаны кривая КВД, на скважинах 33 (объекты 1, 2, 3) и 36 (объект 4) записаны кривые падения давления. По результатам обработки КВД (КПД) указанных скважин коэффициент гидропроводности пласта определен в интервале значений $0,1 - 1,78 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, проницаемость коллекторов (вязкость нефти принята по глубинным пробам равной $162 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) определена в значениях $0,046 - 0,612 \text{ мкм}^2$ (в среднем $0,250 \text{ мкм}^2$).

Сравнительно близкие значения параметров проводимости пласта были определены по результатам ГДИ скважин, находящихся в длительной опытно-промышленной эксплуатации. Опыт продолжительной эксплуатации скважин показал, что при существующих геологических условиях оптимальные дебиты по жидкости составляют $10-20 \text{ т/сут}$. В этом случае не происходит разрушения каркаса породы в призабойной зоне, вынос мех. примесей снижается до $0,5\%$. По результатам обработки ГДИ эксплуатационного фонда скважин параметры проводимости пласта были определены в следующих значениях: коэффициент гидропроводности пласта по скважинам 12, 39, 40, 43 варьирует в интервале $0,16-3,6 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, коэффициент проницаемости пласта изменяется в интервале $0,006-0,760 \text{ мкм}^2$ (в среднем $0,288 \text{ мкм}^2$).

В таблице ниже приведены значения оценок скин-фактора. Среднее значение этого параметра оказалось невысоким - $0,479$, на что, по-видимому, повлияло разрушение пласта в призабойной зоне скважин и при их испытании.

В процессе ОПЭ было отмечено, что добывающие скважины четко реагируют на пуск и остановку нагнетательной скважины 40. Поэтому, между двумя парами скважин $40 - 39$ и $40 - 12$ провели гидропрослушивание. По результатам обработки кривых реагирования коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности пласта определены, соответственно, в значениях $2,18 - 2,54 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{мПа} \cdot \text{с}$ и $0,0423 - 0,0387 \text{ м}^2/\text{с}$. Расстояние между забоями добывающих скважин (пробурены вертикально) от забоя нагнетательной составляет $92 - 103$

м. По данным гидропрослушивания время начала реагирования добывающих скважин на пуски и остановки нагнетательной скважины 40 составляет 11 – 12 часов.

На нагнетательной скважине 40 проведены опытные работы по закачке воды в пласт. Приемистость пласта определялась дважды: 52 и 70 м³/сут.·МПа.

При сравнении средних значений проницаемости оцененных разными независимыми методами (ГДИ, ГИС керн) отмечено существенное более высокое значение параметра полученные по результатам гидродинамических исследований пласта. Обычно, на практике наблюдается обратная картина, когда оценки проницаемости по ГИС (а не редко и по данным керна) существенно превышают таковые по ГДИ. В последнем случае это естественно, поскольку ГИС и керн дают оценки абсолютной проницаемости, а результаты ГДИ – например, в неразрабатываемом пласте - реальную фазовую проницаемость притекающего флюида в условиях начального насыщения.

На рисунке 1.11. представлено сравнение оценок проницаемости по ГДИ и ГИС (скв. 4, 12, 33, 39, 43, 91). Превышение значений проницаемости по ГДИ над оценками по ГИС колеблется от 1,5 до 3,7 раз, в среднем - 2,4 раза.

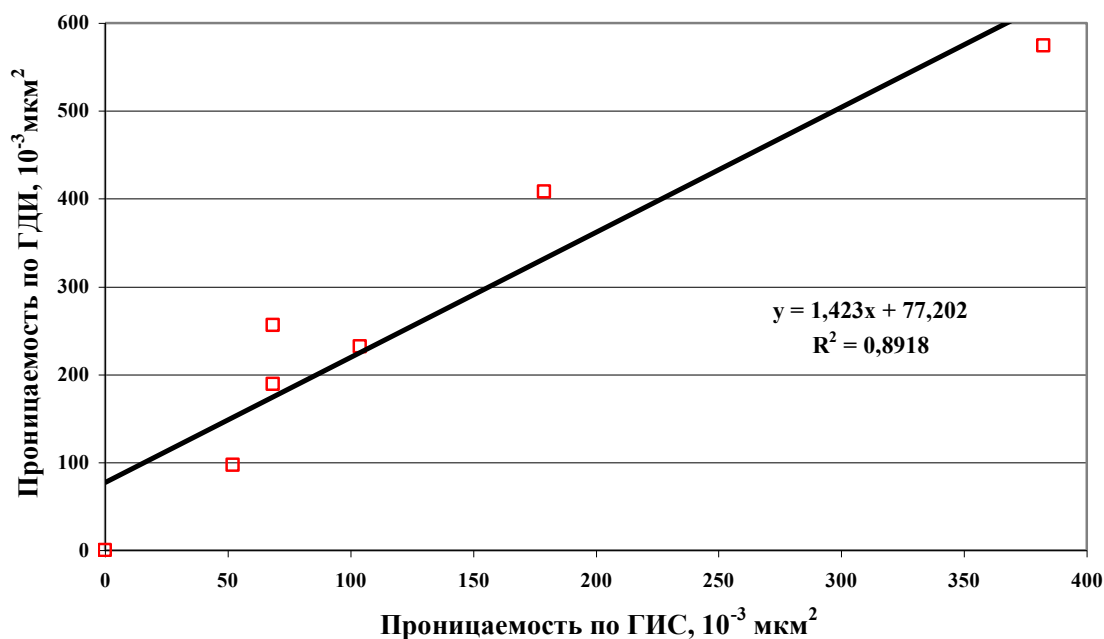


Рис. 1.11. – корреляционная зависимость между проницаемостью по ГИС и ГДИ для пород 1-го типа

Необходимо отметить, что превышение данных параметра проницаемости по ГДИ над оценками по керну установлено не только для [REDACTED] месторождения, а как характерная черта, присущая покурским пескам сеноманских отложений данного региона

Керн лучших коллекторов чаще всего разрушается при отборе и не выносится на поверхность в сохранном виде.

Поэтому результаты оценок проницаемости по гидродинамическим исследованиям наиболее объективно характеризуют качество и средние параметры коллекторов. Поэтому распределение проницаемости в модели построенное по ГИС было скорректировано коэффициенту корреляции с данными ГДИ.

Средние значения гидродинамических параметров пластов ПК1-7 приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – результаты исследования скважин и пластов.

Наименование	Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
Начальное пластовое давление, МПа	[REDACTED]	[REDACTED]	
Пластовая температура, °С	[REDACTED]	[REDACTED]	
Геотермический градиент, °С/100м		[REDACTED]	
Дебит нефти, т/сут.	[REDACTED]	[REDACTED]	Диаметр штуцера 8 мм
Начальная обводненность, %	[REDACTED]	[REDACTED]	При исследовании скважин вода отмечалась в скв. 39, 40, 43
Газовый фактор, м ³ /т	[REDACTED]	[REDACTED]	
Удельная продуктивность, м ³ /м·сут. · МПа	[REDACTED]	[REDACTED]	По методу ИК

Удельная приемистость, $\text{м}^3/\text{м}\cdot\text{сут.}\cdot\text{МПа}$	■	■	Скв. 40
--	---	---	---------

Окончание таблицы 1.2

Наименование	Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
Гидропроводность, $\text{мкм}^2\cdot\text{см}/\text{МПа}\cdot\text{с}$	■	■	По методу ПССС
Пьезопроводность, $10^{-4}\cdot\text{м}^2/\text{с}$	■	■	По методу ПССС/ гидропрослушивание
Скин – эффект, д.е.	■	■	По методу ПССС

1.9 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

Наибольшее значение при изучении свойств пластовых нефтей имеют такие параметры как газосодержание (Гф), давление насыщения (Рн), плотность, вязкость, коэффициенты растворимости газа и объемной упругости, усадка и др. Особое значение при исследовании глубинных проб придается замерам газосодержания и давления насыщения. Соотношение этих параметров с пластовым давлением и температурой во многом предопределяет условия разработки залежей.

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

Наиболее изученной является нефть скв. 33, где отобрано 11 проб в интервале глубин 787-892 м (пласты ПК₁₋₄) (Таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Результаты исследования поверхностных проб нефтей на скв. 33

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

Из приведенных данных видно, что диапазон изменения глубин отбора проб нефтей в сеноманской залежи невелик - 172 м, в довольно узком интервале изменяется наиболее интегральная характеристика нефтей - их плотность: 0,924 - 0,950 г/см³ при среднем значении 0,94 г/см³. По этому показателю нефть ██████████ 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 Широтного Приобья. В среднем в 10 раз (иногда более) снижается вязкость нефтей при температуре 50 °С: от 37,7 до 122,4 сп (среднее по залежи 70,6 сп).

Сера. По содержанию серы - одному из важнейших показателей качественной характеристики - нефти ██████████ 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. ██████████ нефти одни из наименее парафинистых нефтей Западной Сибири. Диапазон изменения его содержания составляет 0,14 - 2,49 %, при среднем содержании 1,09 %.

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

В целом, приведенные выше данные по составу и свойствам дегазированных нефтей сеномана ██████████ месторождения позволяет характеризовать их в качестве тяжелых, малосернистых, смолистых,

малопарафинистых, обедненных бензино-керосиновыми фракциями, нафтеново-ароматическими, высоковязкими углеводородными образованиями. В силу своей исключительности (особенно вязкости) нефти сеномана представляют собой весьма сложный объект разработки, требующий специальных дорогостоящих методов освоения залежей.

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

Свободные газы сеноманской залежи охарактеризованы значительно лучше сравнительно с туронскими. В отличие от туронских газов для сеноманских характерен более широкий диапазон изменений показателей состава: так концентрация основного компонента - метана - изменяется в пределах 93,53 - 99,37 %, но во основном его содержание меняется от 97 до 99 % (среднее значение 98,324 %). Концентрация этана изменяется в пределах 0,01 - 0,66 % (в среднем 0,166 %); пропана от следов до 0,0131 % (в среднем 0,051 %). Содержание бутана и пентана фиксируется в отдельных пробах в следовых количествах.

Потенциальное содержание углеводородов C₂-C₄ в газе сеноманской залежи ██████████ месторождения приведено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Потенциальное содержание углеводородов C₂-C₄ в газе сеноманской залежи Ххххххххместорождения.

Пласт	Этан (K=12,5)		Пропан (K=18,3)		Бутан (K=24,2)	
	% мол	ПС, г/м ³	% мол	ПС, г/м ³	% мол	ПС, г/м ³
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_2 - от 0,12 % до 4,07 % (среднее 0,630 %); H_2 - от следов до 1,35 % (среднее 0,113 %); N_2 + редкие - от 0,27 % до 2,67 % (среднее 0,862 %); He - от 0,002 % до 0,018 % (среднее 0,014 %); в отдельных пробах фиксируется наличие аргона (следы - 0,04 %, среднее 0,015 %). Плотность сеноманского газа (по воздуху) изменяется мало (от 0,559 до 0,578 %) и в среднем равна 0,564. Коэффициент сухости газа меняется достаточно дифференцированно: в пределах 228 - 9918 составляя в среднем величину 427.

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

1.10 Запасы нефти и газа

Объекты подсчета связанные с пластами ПК₂₁², ПК₂₂¹ и МХ₈ взяты в соответствии с Государственным Балансом. В таблице 1.5 приведен перечень подсчетных объектов, стоящих на балансе и настоящем подсчетах запасов.

Таблица 1.5 – Объекты подсчета

ВГФ	2004г
ПК ₁ (1985г)	ПК ₁ ¹
	ПК ₁ ²
	ПК ₁ ³
	ПК ₁ ⁴
	ПК ₁ ⁵⁻⁷
ПК ₂₁ ² (2000г)	ПК ₂₁ ²
ПК ₂₂ ¹ (2000г)	ПК ₂₂ ¹
МХ ₈ (2000г)	МХ ₈

Средние значения плотности разгазированной нефти определяются по данным исследования глубинных и поверхностных проб. Средняя плотность разгазированной нефти по пласту составляет 937 кг/м³

Пересчетный коэффициент «Д», учитывающий усадку нефти при переводе ее из пластовых условий в поверхностные, в основном, зависит от газосодержания нефти, от разницы температур и давлений в поверхностных и пластовых условиях.

Пересчетный коэффициент $D = 1/V$, где V – объемный коэффициент, полученный при ступенчатой сепарации. Рассчитанная по этим параметрам величина пересчетного коэффициента составила 0,942.

Газовый фактор – объем нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, который выделяется из пластовой нефти в результате разгазирования при условиях, принятых на данном месторождении, отнесенный к весу разгазированной нефти. Газовый фактор, полученный при однократном разгазировании, составляет █████ м³/т.

Для обоснования среднего начального пластового давления газовых залежей использовались результаты замеров пластовых давлений глубинными манометрами и расчетные значения пластовых давлений, определенные по барометрической формуле, исходя из значений статистических устьевых давлений.

Конечное пластовое давление принимается исходя из варианта разработки залежи на истощение, когда давление на устье скважины после извлечения промышленных запасов, равно 1 атм.

Результаты определения начального пластового давления отражены в таблице 1.6, конечного пластового давления – в таблице 1.7.

Таблица 1.6 – Определение начального пластового давления

Пласт	Интерва перфорации, м	Рпл, атм	ГНК(ГВК), м	Рпл. прив, атм	Сред. Рприв.	
					атм	физ. атм
Блок 1	██████	██████	██████	██████	██████	██████
МХ ₈	██████	██████	██████	██████	██████	██████
ПК ₂₁	██████	██████	██████	██████	██████	██████
ПК ₂₂	██████	██████	██████	██████	██████	██████

Таблица 1.7 – Определение конечного пластового давления

Пласт	ГВК, м	ГВК, см	Конечное давление, физ. атм
Блок 1	830	83000	1,030
МХ ₈	1380 (средн.)	138000	1,072
ПК ₂₁₋₂₂	1650	165300	1,094

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 ПК₁-ПК₆, при этом в ПК₅ и ПК₆ 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. м³/сут до 286 тыс. м³/сут на 16-мм шайбе. Соответственно, запасы газа в пределах блока по залежи отнесены к категории С₁. Границами запасов являются тектонические границы блока на западе и внешний контур ГНК на востоке (рисунки 1.12-1.13).

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 (рис. 1.12).

Согласно проведенных исследований морфология нефтяной части в целом изучена достаточно для обоснования запасов нефти по категории С₁. Положение ее верхней границы – поверхности ГНК гипсометрически существенно не меняется по площади. 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. Всего испытание нефтяной части проведено в 16 скважинах разведочных, а также выполнялась пробная эксплуатация 5 скважинами, пробуренными в районе 12 разведочной скважины. В связи с этим основные запасы нефти могут быть квалифицированы по категории С₁. К категории С₂ отнесены запасы нефти на недоизученных бурением участках.

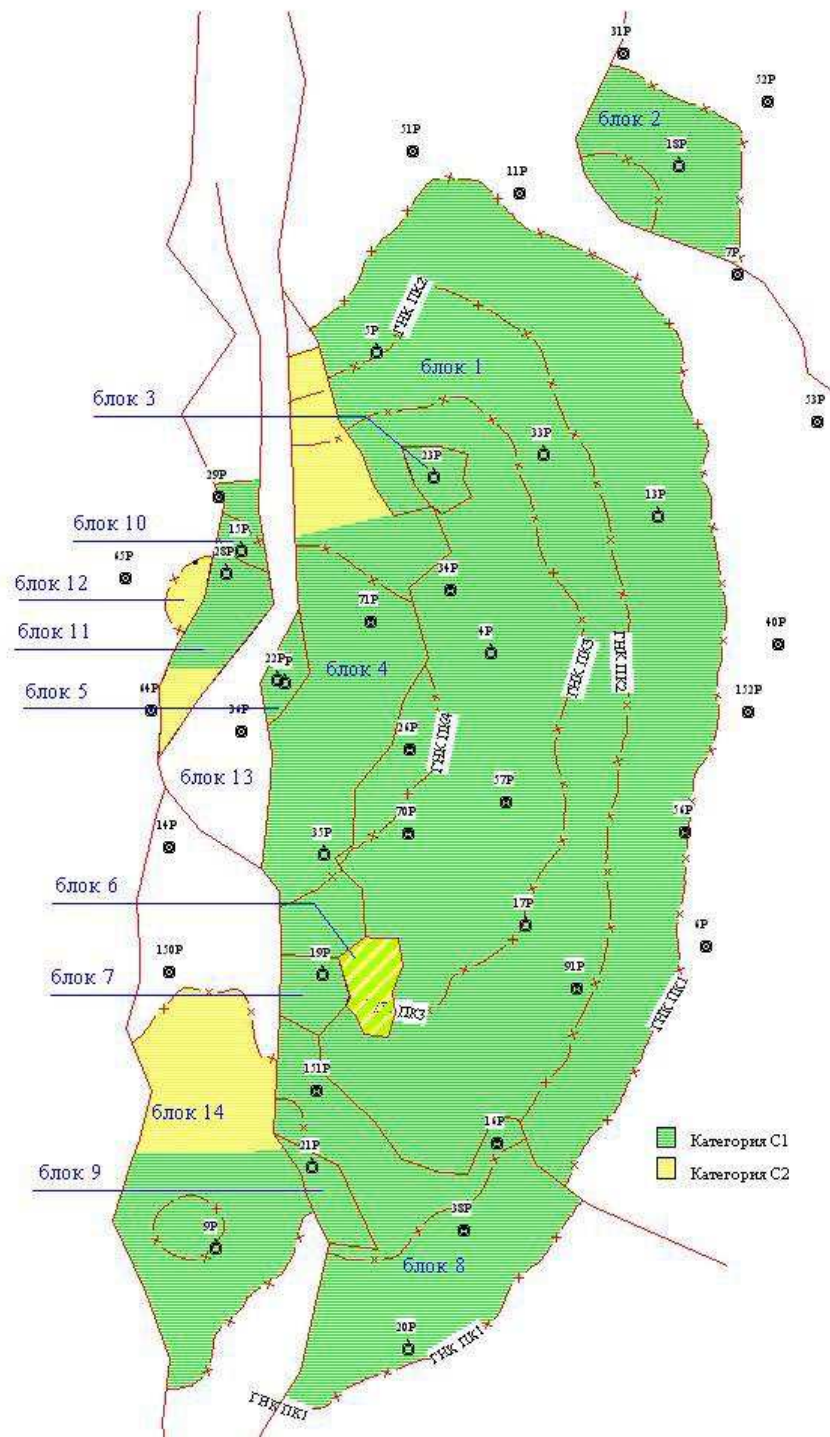


Рисунок 1.12 – Категории запасов нефти по блокам [REDACTED] месторождения

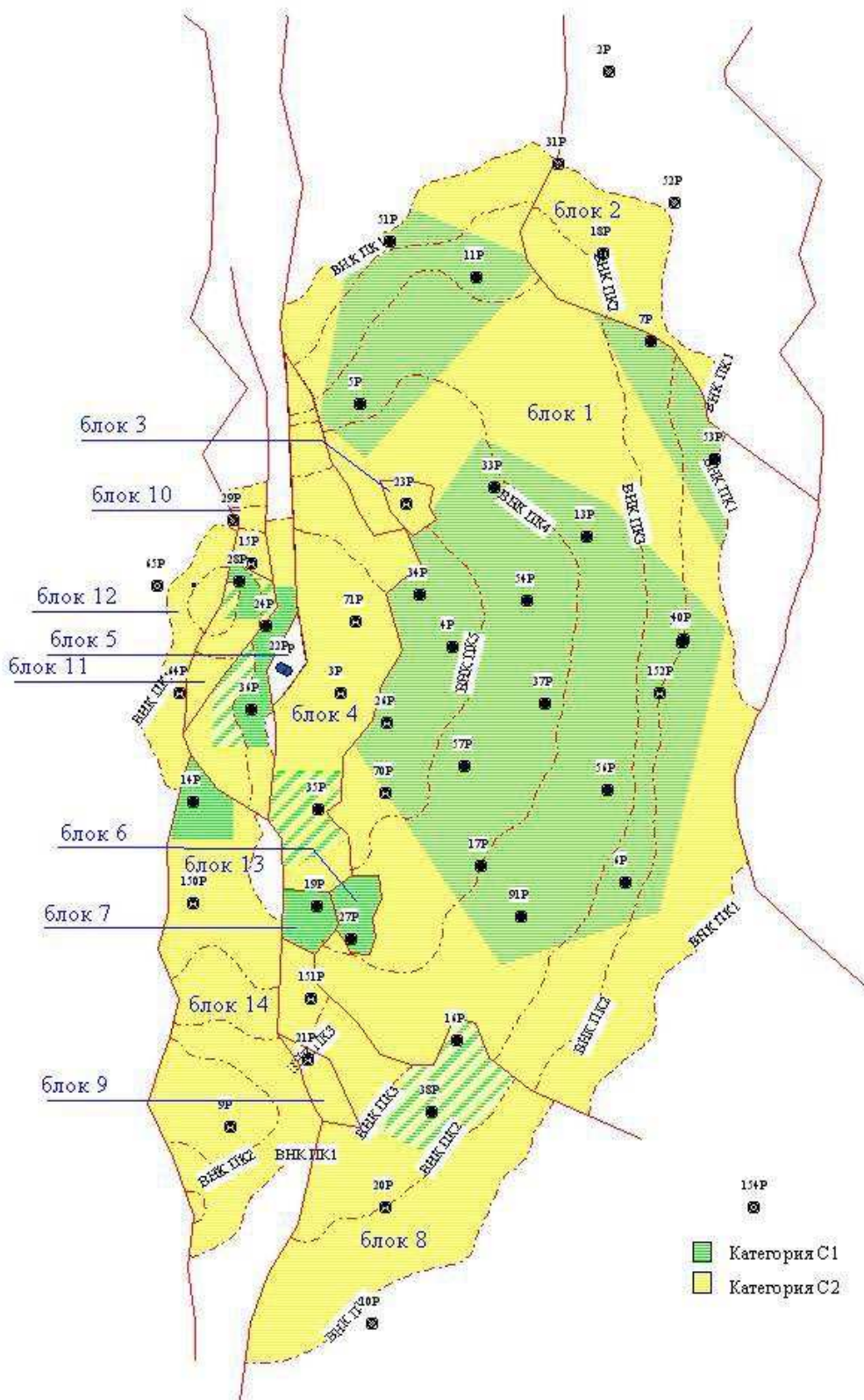


Рисунок 1.13 - Категории запасов нефти по блокам месторождения

В пластах ПК₂₂¹ и ПК₂₁² газовые залежи открыты в результате совместного опробования пластов в скважине 71P. Из перфорированных

интервалов 1412-1418 м, 1427-1433 м был получен газоводяной фонтан дебитом газа сепарации 56,4 тыс. м³/сут и воды 159,5 м³/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 – газоводяной смесью. Испытанные интервалы разделены десятиметровым пластом глин, что дало основания рассматривать их как отдельные резервуары.

Пласт ■■■■■ 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 С₁ проведена на расстоянии 2 км от скв. 71.

По залежи пласта ■■■■■ 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 С₁ проведена на расстоянии 2 км от скв. 71.

Пласт МХ₈ был испытан в скважинах 7Р и 71Р. В скважине 71Р получен приток пластовой воды дебитом 32.5 м³/сут при среднединамическом уровне 91 м. В скважине 7Р при опробовании интервала 1695-1704 м был получен газоводяной фонтан дебитом газа 80 тыс. м³/сут. и воды 15 м³/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 МХ₈ 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 С₁ 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 1.8.

Таблица 1.8 – Балансовые запасы газа по компонентам

Пласт	Категория запасов	Начальные балан.запасы раствор.газа, млн.м ³	Потенциальное содержание, г/м ³			Запасы компонента, тыс.т		
			этан	пропан	бутан	этан	пропан	бутан
ПК1-7	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■

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

Балансовые запасы серы приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Балансовые запасы серы

Пласт	Категория запасов	Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	Содержание серы, %	Начальные запасы серы, тыс.т
Всего по ПК	C1	709323.0	0.31	2198.90
	C2	669361.0	0.31	2075.02

Суммарные балансовые запасы сеноманской залежи нефти составили по категориям:

■ 710257 тыс.т., C₂ – ■ тыс.т.,

При этом в самом крупном тектоническом блоке 1 сосредоточено 76% балансовых запасов нефти, в том числе 94% запасов категории C₁.

Суммарные запасы газа сеноманской залежи составили:

C₁ – 83438 млн м³, C₂ - 4398 млн м³.

2. Анализ текущего состояния разработки месторождения

Промышленная эксплуатация месторождения на данный момент как таковая не велась, данные об этом в открытых источниках не отражены. Далее будут рассмотрены результаты опробования, испытания и пробной эксплуатации скважин, а также будет проведен анализ истории проектирования и технологических решений.

2.1. Анализ результатов опробования и испытания, пробной эксплуатации скважин и опытных работ.

В процессе проведения поисково-разведочных работ испытание продуктивных пластов на [REDACTED] газонефтяном месторождении производилось в 42 скважинах. Всего испытано 119 объектов, в т.ч. 3 объекта в процессе бурения.

В процессе бурения на [REDACTED] месторождении было испытано 3 объекта. Испытание пластов производилось по схеме «сверху – вниз». Материалы испытания сеноманских отложений в скважине Р-10 отсутствуют, поэтому в таблице 2.1 рассматриваются данные, полученные в процессе испытания.

Таблица 2.1. – Притоки пластовых флюидов в процессе испытания в открытом стволе (в процессе бурения)

№ скв	Пласт, объект	Интервал испытания, м	Жидкость притока	Мех.примеси	Характер притока	Время		Р, атм		Дебит, м ³ /сут	Тпл, °С
						кп	квд	Рпл	ΔР		
						мин					
2	сеноман	905-1086,5	Пласт вода	Большое количество песка	Фонтан	49		117		на 10 мм шпугере 250	17,3
52	сеноман	886-918	Пласт вода		Непереливающий	18	20	100	42,4	127,1	19,5

При испытании объектов в открытом стволе были получены притоки пластовой воды.

В обсаженном стволе испытано 117 объектов.

Таблица 2.2 – характеристики нефти ХххххххНГКМ

Продуктивный пласт		ПК 1-7
Кол-во исследований	Скважин	24
	Проб	70
Рпл, МПа		8,4
Тпл, °С		17
Рнас, МПа		6,7
Гф, м3/т		21
Vкоэф. пл.нефти		1,062
ρн, кг/м3		В станд.усл
	В пл.усл	0,937
η, МПа*с		162
Коэф. сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа		8,6
Коэф.растворимости г/н, м3/(м3*Па)		3
Т застывания, °С		нет
Т кип. °С		234
Светлых фракций при Т, °С		150
	200	1,5
	250	2,2
	350	12,5
Содержание массовое в %	Асфальтенов	0,93
	Смол	10,11
	Масел	36,2
	Парафина	1,09
	Серы	0,31
	Воды	12,2
	Сырья для втор.процессов	33,6
Тплав.парафина, °С		55,9

В процессе испытания пластов в обсаженном стволе были получены фонтанирующие притоки газа, нефти, не переливающие притоки нефти, нефти с пластовой водой, пластовой воды. Освоение скважин осложнялось тем, что

практически, при испытании всех объектов наблюдался вынос песка, вплоть до образования песчаных пробок.

Нефти пластов ПК ██████████ месторождения обладают высокими плотностями и вязкостными свойствами. Эти свойства оказывали определенное влияние на процесс освоения и работу лифта

Нефть, поднимаясь по стволу скважины в условиях пониженных температур, начинает застывать, при этом газ выделяется в свободном состоянии и в таких условиях приток, практически, полностью прекращается. В некоторых случаях исследования приходилось прекращать, и после промывки скважины горячей нефтью (водой), начинать все сначала.

В отложениях сеномана испытано 99 объектов. При этом в 33 случаях получены фонтанные притоки газа, в 12 - фонтанные, переливающие и фонтанные эрлифтным способом и струйным насосом, в 37 - не переливающие притоки нефти, в 9 - притоки нефти с пластовой водой, и в 9 - притоки пластовой воды, что составляет соответственно 33, 33; 12, 12; 37, 37; 9,09 и 9,09% от общего числа испытанных объектов. Общие результаты испытаний, количество скважин, давших приток, разбитые по соответствующим пластам, отложениям сеномана и неокома, приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. – общие результаты испытаний скважин

Блоки	Пласт	Сеноман	Неоком	Всего
1	ПК1	21		58
	ПК2	4		
	ПК3	16		
	ПК1-2	1		
	ПК2-3	2		
	ПК1-2-3	1		
	ПК-4	2		
	ПК4-5	1		
	ПК5	1		
	ПК3-4-5	1		
	Неоком		8	

Продолжение таблицы 2.3

Блоки	Пласт	Сеноман	Неоком	Всего
2	ПК1	2		2
3	ПК3-4	1		1
4	ПК2	1		8
	ПК3	1		
	ПК4	2		
	ПК5	1		
	ПК6	1		
5	Неоком		6	10
	ПК3	1		
	ПК7	3		
6	ПК2	3		8
	ПК3	1		
	ПК4	4		
7	ПК3-4	1		3
	ПК4	1		
	ПК5	1		
8	ПК1	2		3
	ПК2	1		
9	ПК3	3	1	4
	Неоком			
10	ПК1	1		3
	ПК2	1		
	ПК3	1		
11	ПК1	1		5
	ПК3	1		
	ПК5	2		
	ПК6	1		
13	ПК1	6		8
	ПК2	2		
14	ПК1	1		3

Окончание таблицы 2.3

Блоки	Пласт	Сеноман	Неоком	Всего
ПК2	1			
ПК1- 2	1			
Итого		99	17	116

Количество испытанных продуктивных пластов распределилось следующим образом: ПК1 – 34 объекта (29,31%), ПК2 - 13 объектов (11,21%), ПК3 – 24 объекта (20,7%), ПК1-2 - 2 объекта (1,72%), ПК2-3 - 2 объекта (1,72 %), ПК1-2-3- 1 объект (0,86 %), ПК3 - 4 - 2 объекта (1,72%), ПК4 - 9 объектов (7,75 %), ПК4 – 5 – 1 объект (0,86 %), ПК5 - 5 объектов (4,31%), ПК6 – 2 объекта (1,72 %), ПК5-4-3 - 1 объект (0,86 %), ПК7 - 3 объекта (2,58%) и в неокоме 17 объектов (14,65%) от общего числа испытанных объектов.

2.2. Пробная эксплуатация разведочных скважин

В течение 1975-1976 гг. была проведена пробная продолжительная эксплуатация разведочной скважины № 12 механизированным способом в соответствии с газлифтным и глубинно-насосным способами. Эксплуатация велась периодически, с частыми остановками, вызванными выносом песка и другими техническими причинами.

При освоении скважины наблюдался повышенный вынос песка до 10-15%, что приводило к образованию песчаных пробок. После неоднократных промывок ствола скважины технической водой и обработки забоя растворами хлористого кальция содержание песка в продукции снижалось вплоть до 1%.

При работе на газлифте (60 суток) дебит жидкости на штуцерах 9,5-12,9 мм колебался в пределах 9-12 м³/сут. при удельном расходе воздуха от 100-274 м³/м³. Коэффициент продуктивности составил 8,3 м³/сут*МПа,

гидропроводность - $4,38 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$, пластовое давление 8,3 МПа, пластовая температура + 190С.

Работа скважины 12 глубинно-насосным способом (НГН 2-43) проводилась в течение 77 суток на 4-х режимах: при длине полированного штока $L = 900, 1200, 1500$ и 1800 и числом качаний $n = 8$ в минуту. Дебит жидкости изменялся от 8 до $28 \text{ м}^3 / \text{сут.}$, газовый фактор $8-26 \text{ м}^3 / \text{м}^3$, коэффициент продуктивности составил $10,1 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{МПа}$.

В добываемой продукции отмечалось наличие воды (до 35%). По данным химического анализа вода, выделенная из эмульсии, соответствовала пластовым сеноманским водам [REDACTED] месторождения.

При попытке применения внутрискважинного газлифта в скважине 13 (пласт в интервале 820 – 828 м) положительных результатов не получено. Объясняется это низкой продуктивностью вскрытой нефтенасыщенной части пласта, а также техническими причинами. В частности, отсутствием пусковых муфт повышенной прочности, необходимых при работе вышележащего газоносного пласта в интервале 800 – 810 м. Подключение нижележащих объектов для достижения необходимой продуктивности скважин, также оказалось невозможным в техническом отношении.

По результатам испытания двух разведочных скважин (скв. 12, 13) можно отметить следующее.

Работа скважин в сравнительно оптимальных условиях опытного участка - безгазовая зона, наличие выдержанных глинистых разделов (3,6-5,6 м) показывает, что эксплуатация скважин на [REDACTED] месторождении является сложной технологической задачей:

1. Работа скважины при механизированной добыче характеризуется частыми остановками из-за пескопроявления и других технических причин. Поэтому, коэффициент эксплуатации оказался низким.

2. Пластовая вода в продукции появляется практически с самого начала эксплуатации скважины и может достигать уже в первый год эксплуатации 35%.

3. Применение механизированного способа добычи, по сравнению с газлифтным, на примере скв. 12, показало преимущество первого. При работе глубинно-насосным способом, был получен более высокий дебит по жидкости и достигнута несколько более высокая продуктивность.

2.3. Состояние фонда скважин

Разведка месторождения закончилась в [REDACTED] г. В настоящее время месторождение находится в консервации, иные публичные данные на эту тему отсутствуют.

Таблица 2.4 – текущее состояние фонда скважин на основании данных, находящихся в открытом доступе.

Показатели	Пласты	
	Количество скважин	№ скважин
Пробурено скважин всего:	58	
в т.ч. эксплуатационных,	6	39, 40, 41, 42, 43, 44
разведочных ,	39	
поисковых	13	
Ликвидировано	7	1р,2р,10р,29р,31р,52р, 154п
в т.ч. разведочных ,	6	1р,2р,10р,29р,31р,52р
поисковых	1	154п
В консервации	45	
Добывающий фонд		
Пробурено	6	39, 40, 41, 42, 43, 44
Переведено из фонда разведочных	1	12р
Всего:	7	
Пребывало в опытно-промышленной эксплуатации	5	12р, 39, 41, 42, 43
Действующий фонд		
Бездействующий фонд		

Окончание таблицы 2.4

Показатели	Пласты	
	Количество скважин	№ скважин
В освоении		
Временная консервация	5	12р, 39, 41, 42, 43
Переведены под закачку	2	40, 44
Нагнетательный фонд		
Пробурено		
Пребывало в закачке	2	40, 44
Переведены из добывающего фонда	2	40, 44
Действующий фонд		
Бездействующий фонд		
Временная консервация	2	40, 44

2.4. Анализ истории проектирования и технологических решений

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 [REDACTED] месторождения. В 1987 году на конкурс были представлены работы МИНГ им. И.М. Губкина, МНТК «Нефтеотдача» и НПО «Союзтермнефть», СибНИИИП, 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. поручено МНТК «Нефтеотдача» и НПО «Союзтермнефть» совместное составление технологической схемы разработки ██████████ месторождения. Такая работа указанными организациями была выполнена, рассмотрена и утверждена Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений СССР в качестве действующего проектного документа.

Таблица 2.5 – проектные уровни добычи и закачки по совместной схеме МНТК «Нефтеотдача» и НПО «Союзтермнефть»

Проектный уровень	Добычи	Нефти, млн.т./год	9,8
		Жидкости, млн.т./год	69,3
		Попутного газа, млн.т./год	186,4
		Природного газа, млн.т./год	1730
	Закачки	Пара, млн.т./год	37,8
		Воды, млн.т./год	508
		Воздуха, млн.т./год	3600

Основные проектные решения технологической схемы:

- а) Выделение четырех эксплуатационных объектов в отложениях сеномана (ПК1-ПК4)
- б) Система размещения скважин – площадная обращенная семиточечная с последующим переходом на линейную 125x109 м.
- в) Реализацию технологической схемы начать с блока Б, разбуривание которого провести в один этап до конечной плотности
- г) разработка залежей на первом этапе на естественном режиме в сочетании с паротепловыми обработками призабойных зон скважин (ПТОС) с одновременным испытанием основных элементов базовой технологии

- 1) Общий проектный фонд скважин – 16107, в том числе:
 - 2) Добывающих – 11889
 - 3) Нагнетательных – 2820
 - 4) Специальных – 150
 - 5) Резервных – 1200
 - 6) Газовых – 5
- д) Давление на устье нагнетательных скважин:
- 1) При закачке воды/пара – 9 МПа
 - 2) При закачке воздуха – 10 МПа
- е) Способ эксплуатации скважин – бескомпрессорный газлифт, механизированный.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 1 марта 1993 года за № 180 ██████████ 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 ██████████ месторождения”, которая предусматривает два этапа разработки запасов ██████████ 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 ПК1-7 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 [REDACTED] месторождения с применением паротеплового воздействия в соответствии с утвержденной концепцией его освоения».

Основные технологические показатели и принципиальные положения этого документа:

Таблица 2.5. – основные технологические показатели схемы разработки от 2001 г.

Проектный уровень	Добычи	Нефти, тыс.т.	184,4
		Жидкости, тыс.т.	867,3
	Закачки	Пара, тыс.т.	566,3
		Воды, тыс.м3	600,6
Фонд скважин	Добывающих		41
	Полого- наклонных		9
	Нагнетательных		12
	Всего		53
Уровень добычи нефти по годам на период опытной эксплуатации, тыс.т.	2002	153,1	
	2003	158,9	
	2004	169,7	

- 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.

В настоящее время месторождение находится в консервации.

Проектные решения действующих технологических документов реализованы не были.

За все время, прошедшее с момента открытия месторождения, основной объем экспериментальных работ выполнен в период до 1985 г. По их результатам (наилучшие) перспективы разработки с достижением наибольшего КИН связываются с применением технологий теплового воздействия (ПТВ+ПТОС) и влажного внутрипластового горения (ВВГ).

3. Выбор и анализ различных систем разработки для ████████ НКГМ.

Подбор характеристик системы разработки будет осуществляться в несколько этапов:

1. Выбор вытесняющих агентов. На основании доступных лабораторных исследований для анализа были выбраны: холодное и термальное заводнение, паротепловое воздействие, воздействие растворами щелочи и полимера. Будут оценены эффективность и возможность применения каждого метода или их комбинации.
2. Выбор конструкций и сетки скважин.
3. Формирование нескольких технологических вариантов, расчет и выбор наиболее эффективного.

3.1. Результаты лабораторных испытаний вытесняющих агентов и их анализ. Выбор рабочих агентов.

3.1.1. Результаты лабораторного определения эффекта от применения холодного и термального заводнения, паротеплового воздействия.

Физические опыты по определению относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды при различных температурах проведены в СибНИИНП на насыпных одномерных цилиндрических моделях длиной 0,5 м и площадью сечения $2,54 \times 10^{-4}$ м². Пористость составляла 16,5-19,5%, проницаемость 2,4-2,52 мкм². При работе с моделью пласта использовали дегазированную нефть из скважины 36 и экстрагированный песчаный материал, вынесенный при испытании разведочных скважин.

Для определения зависимости коэффициента вытеснения (СибНИИНП) от температуры проведена серия опытов на физических моделях пласта различной конструкции: длина от 0,5-1,5 м, площадь – 0,00065 и 0,0025 м². В качестве пористой среды использовался так же песчаный материал, вынесенный из пласта при опробовании скважин и кварцевый песок фракции

менее 0,2 мм. Пористость насыпной модели составляла 37-37,6 %, проницаемость 1,22-1,55 мкм² содержание остаточной воды 14,4-15 %. Опыты осуществлялись в условия сравнительно приближенных к пластовым: проницаемость модели в опытах была несколько выше чем средняя по пласту (0,32 мкм²), давление в модели – 8,5 МПа (фактическое начальное $R_{пл} = 8,8$ МПа). В опытах применялась дегазированная нефть из скв. 12 и 36, имеющая вязкость 420 мПа·с с плотностью 937 кг/м³ при температуре 20 °С.

Опыты по вытеснению проведены при постоянном расходе нагнетаемого агента, обеспечивающего скорость фильтрации, равную 0,1 м/час.

Опыты в изотермических условиях проведены при постепенном повышении температуры от 22 до 336 °С. На каждом из этапов с фиксированной температурой через модель прокачивалось от 3-5 поровых объемов воды. Обводненность в конце каждого этапа составляла свыше 99%. Очевидно, что повышение температуры нагнетаемой воды существенно увеличивает коэффициент вытеснения.

В процессе лабораторных исследований по вытеснению нефти теплоносителями во ВНИИ начальная водонасыщенность не моделировалась.

Результаты опытов, взятые из научно-исследовательских работ СибНИИНП и ООО «Корнтех» приведены в таблицах 3.1 – 3.4.

Таблица 3.1 – результаты определения коэффициента вытеснения при различных условиях (СибНИИНП).

Номер опыта	Вытесняющий агент	Температура в опыте, °С	Конечный коэффициент	Условия проведения опыта
1	горячая вода	48	0,478	изотермическое вытеснение
2	-"-	100	5,6	
3	-"-	75	0,495	
4	-"-	255	0,716	

Окончание таблицы 3.1

Номер опыта	Вытесняющий агент	Температура в опыте, °С	Конечный коэффициент вытеснения	Условия проведения опыта
5	холодная вода	22	0,298	изотермическое (ступенчатое)
6	горячая вода	50	0,48	
7	-"-	100	0,58	
8	-"-	257	0,68	
9	-"-	336	0,75	

Таблица 3.2 – зависимость изменения коэффициента вытеснения от объема прокачанной воды (СибНИИНП)

Вытесняющий агент	вода, T = 23°C			
Объем прокачки, доли V _{пр.}	0,5	1,0	2,0	3,0
Коэффициент вытеснения	0,19	0,22	0,235	0,250
Вытесняющий агент	вода, T = 100°C			
Объем прокачки, доли V _{пр.}	0,5	1,0	2,0	4,0
Коэффициент вытеснения	0,34	0,37	0,42	0,48
Вытесняющий агент	вода, T = 220°C			
Объем прокачки, доли V _{пр.}	0,75		1,75	3,75
Коэффициент вытеснения	0,52		0,54	0,58

Таблица 3.3 – характер изменения коэффициента вытеснения нефти паром в зависимости от объема прокачки (СибНИИНП).

Вытесняющий агент	Сухой насыщенный пар, T = 245°C					
Объем прокачки, доли порового объема	0,25	0,5	1	2	3	5
Коэффициент вытеснения	0,174	0,267	0,358	0,503	0,64	0,652
Вязкость нефти на выходе из модели,	419	419	419	419	332	221

В лабораторных экспериментах ООО «НТЦ Корнтех» использованы трубные (одномерные) модели (L- 0,623 м), экстрагированный песчаный материал из разведочных скважин, вскрывших сеноман XXXXXXXXXX месторождения, модель пластовой нефти, полученной разбавлением дегазированной нефти аналога вязкостью 182,0 мПа·с. Содержание связанной воды в модели составляло 0,324, пористость модели – 0,387, абсолютная проницаемость при 100 % насыщении модели пластовой водой 0,150 мкм². Опыты в изотермических условиях проведены при последовательном ступенчатом повышении температуры, с прокачкой нескольких поровых объемов воды на каждой ступени.

Результаты экспериментов в виде достигнутого значения коэффициента вытеснения представлены в таблице 3.3.1.4. Сравнение их с данными СибНИИНП показывает, что значения $K_{\text{выт}}$, полученные ООО «НТЦ Корнтех» несколько ниже, что по видимому объясняется более низкой проницаемостью модели коллектора. Но приросты $K_{\text{выт}}$ по мере повышения температуры столь же высоки, как и в первых двух исследованиях. И так же как в первых двух, наибольшим приростом $K_{\text{выт}}$ характеризуется диапазоном температуры от 20 до 50-100 °С.

Таблица 3.4 – результаты определения коэффициента вытеснения (ООО «НТЦ Корнтех»).

Вытесняющий агент	Температура в опыте, °С	Остаточная нефтенасыщенность	$K_{\text{выт}}$	Условия проведения исследований
Холодная вода	20	0,498	0,266	Изотермическое вытеснение со ступенчатым повышением температуры и последующей сменой вытесняющего агента
Горячая вода	60	0,377	0,442	
	80	0,34	0,497	
	110	0,34	0,497	
	135	0,338	0,501	

3.1.2. Лабораторные испытания щелочного (термощелочного) заводнения.

Основными факторами, определяющими повышение нефтеотдачи при щелочном воздействии являются снижение межфазного натяжения, эмульгирование нефти, изменение смачиваемости породы.

Измерения межфазного натяжения нефти ██████████ месторождения на границе с растворами щелочи различных концентраций (основной критерий применимости щелочного заводнения) осуществляли на сталогмометре конструкции СибНИИНП. На рис. 3.1. приведены результаты определения межфазного натяжения.

Опыты по вытеснению нефти раствором щелочи проводились на насыпных моделях. Сначала модель насыщалась водопроводной водой, которая затем вытеснялась моделью пластовой воды, содержащей CaCl_2 – 0,5 г/л, NaCl – 12 г/л. и далее модельной нефтью.

В первом опыте нефть вытеснялась сначала водопроводной водой, а затем раствором щелочи с концентрацией NaOH – 0,1% и Na_2CO_3 – 0,1%. В двух других опытах нефть сразу вытеснялась раствором щелочи (той же концентрации).

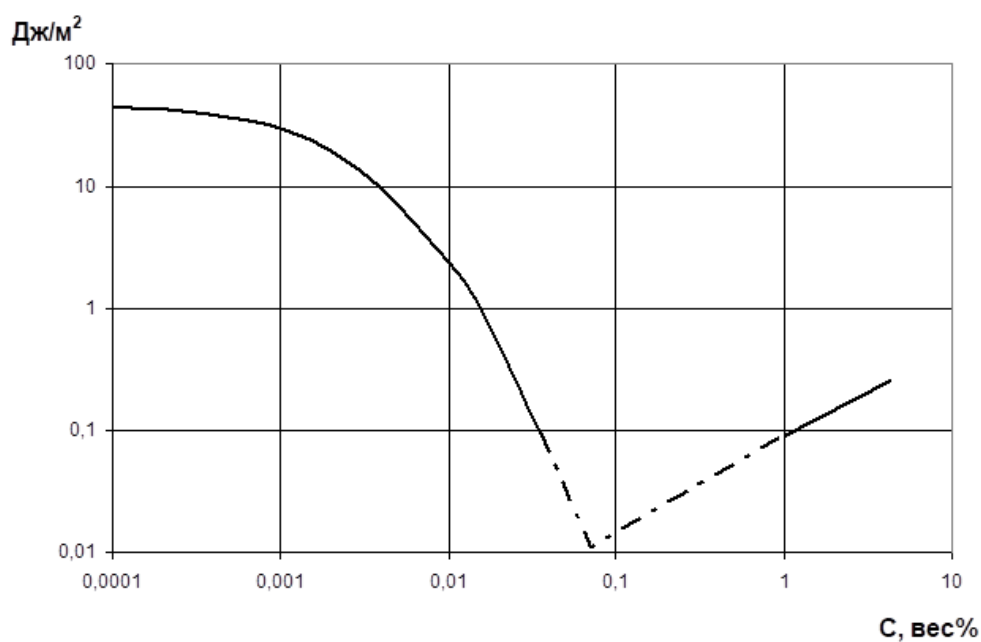


Рис. 3.1 – изотермы межфазного натяжения нефти [redacted] НГКМ с растворами NaOH при T=25°C (СибНИИНП).

Таблица 3.5 – определение коэффициента вытеснения при щелочном заводнении (СибНИИНП).

№	Объем пор, см ³	Начальная нефтенасыщ., %	Проницаемость, мкм ²	Пористость, %	Коэффициент вытеснения, %		прирост коэффициента вытеснения, %
					водой	раствором щелочи	
1	47	87,3	1,1	29,7	50,7	58,3	7,6
2	49	82,5	1,3	34,7	-	44,1	-
3	51	67	1,5	32	-	44,7	-

Из данных таблицы 3.5 следует, что прирост коэффициента вытеснения при закачке 0,1 % раствора щелочи при низкой температуре (+25 °C) составляет 7,6 % абс. или 15 % относительно значения $K_{\text{выт}}$ по холодной воде. Поэтому, в соответствии с рекомендациями во всех рассчитанных в данной работе вариантах применения раствора щелочи принималось повышенное значение объема оторочки – 0,6 порового объема при концентрации NaOH – 0,1%

Во время проведения 2 и 3 опытов проницаемость по воде снизилась до 0,024 и 0,058 мкм². Это произошло за счет осаждения в пористой среде нерастворимых солей и образования эмульсии. В первом опыте проницаемость

снизилась до 0,11 мкм². Потери раствора щелочи на взаимодействие с пластовой водой и двуокисью углерода подтверждалось большим запаздыванием подхода едкого натра во втором и третьем опытах. Вода появилась на выходе после прокачки 0.5 объема пор жидкости, а едкий натр 0,8-1,0. В пластовых условиях следует ожидать еще более значительных потерь. Соответственно для снижения негативного влияния пластовой воды в случаях закачки щелочного или термощелочного раствора, следует предусмотреть предоторочку горячей воды либо жертвенную предоторочку той же термощелочи (щелочи).

В случае термощелочного воздействия при высоких температурах 135 °С оцененных в опытах ООО «НТЦ Корнтех» прирост коэффициента вытеснения в абсолютных процентах оказался несколько меньше – 4,0 % абс. В относительных – 8,0 %. Но с последующим повышением концентрации раствора NaOH до 2 % и снижением температуры до 80 °С значение $K_{\text{выт}}$ возросло до 0,548 или на 5,1 % абс. (10,3 % относительных) в сравнении с горячей водой той же температуры. Поэтому при расчетах вариантов термощелочного воздействия в зоне температуры $T \geq 135$ °С учтено 5%-ное (абс.) повышение коэффициента вытеснения и, которое повышается до 10% при снижении температуры до начальной пластовой – 17,80 С. Кроме того, воспроизведено повышение вязкости вытесняющего агента до 3 МПа·с за счет внутрипластового эмульгирования остаточной нефти.

Таблица 3.6. – результаты лабораторных исследований щелочного заводнения по данным ООО «НТЦ Корнтех».

Вытесняющий агент	Температура в опыте, °С	Остаточная нефтенасыщенность	$K_{\text{выт}}$
Горячий р-р NaOH (0,1%)	135	0,311	0,54
Горячий р-р NaOH (2%)	80	0,306	0,548

3.1.3. Результаты лабораторного исследования вытеснения раствором полимера.

В исследовании ООО «НТЦ Корнтех» приводятся результаты лабораторных экспериментов по довытеснению нефти раствором биополимера (продукт БП-92) в зависимости от свойств нефти. Зафиксированный прирост величины коэффициента вытеснения, по отношению к ненагретой воде, составил для разных нефтей от 2,6 % до 12 %.

Раствор биополимера БП – 92 концентрации 0,1% был апробирован для вытеснения высоковязкой нефти [REDACTED] месторождения на физической модели пласта в условиях термального заводнения. По результатам того единичного опыта ($T = 800 \text{ C}$) 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.

Результаты опыта по вытеснению нефти горячим раствором БП-92 (0,1%):

- Температура в опыте: 80°C
- Остаточная нефтенасыщенность: 0,299
- $K_{\text{выт}}$: 0,558

3.1.4 Выбор рабочих агентов для воздействия на пласт

Приведенные выше анализ и обобщение решений проектных документов, сведений о результатах промысловых исследований почти за 30-летний период и данные о текущем состоянии работ на промысле позволяют сделать ряд выводов из накопленного опыта проектирования освоения и разработки месторождения, их перспективах, уточнить основные положения технологии воздействия на пласт.

1. В разные периоды времени, до 1988г., для освоения запасов высоковязкой нефти сеноманской залежи в качестве основной предлагалась технология, основанная на термических методах воздействия – паротепловом (ПТВ) или ВВГ. Такие рекомендации основывались, в т.ч. на результатах расчетных оценок, которые показали неприемлемость перспектив разработки сеноманской залежи на естественном режиме. Эти оценки и весь накопленный промысловый опыт, свидетельствовали, что даже за многие десятки лет эксплуатации на естественном режиме не удастся извлечь более 8% содержащейся в пластах нефти. При этом интенсивность добычи будет чрезвычайно низкой в течение практически всего периода времени разработки.

2. Расчетами применения ПТВ+ПТОС+ВВГ по методикам, апробированным на разрабатывавшихся термическими методами месторождениях Оха, Катангли, Кенкияк, Каражанбас, Гнединцы и др., было доказано, что применение этих тепловых методов на [REDACTED] нефтегазовом месторождении позволит резко (кратно!) интенсифицировать процесс отбора нефти и достичь конечного КИН на охваченной воздействием площади на уровне 0,40 – 0,43. Кроме того, при использовании тепловых методов, свободный газ, добываемый из газовой шапки вместе с нефтяным газом, может быть полностью утилизирован на производство тепла (пара).

Метод ВВГ в основном планировался как вспомогательный, ориентированный на применение в условиях пониженных нефтенасыщенных толщин (до 6 м) водонефтяных зон. По последним оценкам комплекс технологий может быть скорректирован до ПТВ+ПТОС. Основным методом разработки был принят метод ПТВ в комбинации с ПТОС, как наиболее технологически благоприятный в рассматриваемых условиях, ввиду:

- наличия обширных газонефтяных зон, применительно которым метод ВВГ практически не испытан;
- наличия ресурсов газа, т.е. топлива для парогенерирующих установок;
- того, что закачка пара (горячей воды) обладает большей, чем ВВГ экологической чистотой;

– меньшего физико-химического влияния на свойства добываемой нефти.

В последнем технологическом документе технико-экономическими расчетами обоснованы преимущества варианта паротеплового воздействия, по которому создание тепловой оторочки ведется в циклическом (энергосберегающем) режиме.

Последнее подразумевает, что по прошествии некоторого времени (3 года) стационарной закачки пара в нагнетательную скважину, дальнейшее формирование тепловой оторочки нужного объема проводят циклически, чередуя нагнетание определенной порции пара (1,5 года) и холодной воды (0,5 года). Такой режим сохраняется вплоть до момента закачки запланированного объема теплоносителя, после которого переходят к закачке уже только холодной воды.

Поэтапное создание тепловой оторочки (чередующаяся закачка пара и ненагретой воды) имеет следующие преимущества:

1. Выравнивание профиля приемистости, так как переход на закачку ненагретой воды с существенно большей вязкостью, нежели у пара, сопровождается значительным улучшением соотношения вязкостей закачиваемого агента и вытесняемой жидкости.

2. Выравнивание профиля приемистости, так как в период закачки ненагретой воды могут применяться различные мероприятия, приводящие к повышению фильтрационного сопротивления промытых зон (закачка полимерных растворов, гелей, осадкообразующих веществ и др.). Эти процессы могут быть усилены за счет предшествующего либо одновременного снижения пластового давления, что в конечном итоге приводит к адресному попаданию агентов, повышающих фильтрационное сопротивление в основном в высокопроницаемые пласты (пропластки), где давление снижается быстрее, чем в малопроницаемых.

3. Повышение тепловой эффективности процесса воздействия: во-первых, потому что на этапе закачки ненагретой воды тепло из окружающих пород

частично «возвращается» в пласт; во-вторых, потому что снижается средняя температура в пласте, а значит снижается и уход тепла в окружающие породы.

В конечном итоге, эти два обстоятельства приводят к увеличению размера тепловой оторочки, а значит, к снижению затрат тепловой энергии на добычу нефти.

При этом надо иметь в виду, что при закачке пара в сравнительно глубоко залегающие пласты (следствием чего является высокий уровень температуры $> 300^{\circ}\text{C}$), имеются значительные потенциальные возможности снижения уровня температуры тепловой оторочки (вплоть до кратного) без ущерба для эффективности вытеснения нефти. Это объясняется тем, что в указанном диапазоне изменения температуры вязкость сеноманской нефти остается достаточно низкой.

Вместе с тем, реализация паротеплового воздействия в традиционном технологическом решении с закачкой пара в пласт через скважины остается весьма капиталоемким и дорогостоящим методом повышения нефтеотдачи. Этот серьезный недостаток тепловых технологий присущ всем и, в том числе, последним технологическим разработкам, сделанным для сеноманской залежи [REDACTED] месторождения.

В соответствии с этим, остается актуальной задача поиска альтернативных технологий (в т.ч. физико-химического) воздействия на сеноманские пласты [REDACTED] месторождения, которые самостоятельно либо в сочетании с уже разработанной технологией ПТВ+ПТОС могли бы повысить эффективность выработки запасов и снизить экономический риск их освоения. Искомая альтернативная технология разработки не должна уступать тепловым методам в эффективности извлечения нефти, а по отдельным позициям и превосходить их. Другими словами, целесообразно, чтобы конкурирующая технология:

- обеспечивала КИН, соизмеримый с достигаемым на основе тепловых методов;
- была менее энергозатратной и капиталоемкой, более технологичной;

- обеспечивала большую безопасность производства, охрану недр и окружающей среды.

Такими конкурентными и опробованными методами остаются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи и в первую очередь методы, основанные на закачке агентов (либо их комбинаций) повышающих коэффициент вытеснения (например, щелочь) и коэффициент охвата вытеснением (например, водные растворы полимерных загустителей). Среди последних могут рассматриваться не только хорошо известные полиакриламид (ПАА), но также и полимеры, относительно нового поколения, которые сегодня уже довольно широко испытаны в промышленной практике – БП-92 и Темпоскрин. Прирост нефтеотдачи в случае закачки этих полимеров без сопутствующего теплового воздействия, оценивается примерно в 8 % относительных. Остаются перспективными агентами увеличения нефтеотдачи растворы щелочи также в сочетании с тепловыми агентами – паром и горячей водой.

Закачка полимера (загустителя) не показала значительного прироста $K_{\text{выт}}$ в целом по модели в упомянутом выше опыте ООО «НТЦ Корнтех».

В целом, основываясь на анализе данных по геологии месторождения, данных ГДИС, данных лабораторных исследований различных рабочих агентов и опыте прошлой пробной эксплуатации можно выбрать несколько перспективных вариантов для дальнейших расчетов.

- закачка оторочки пара (объемом $\sim 2,0 V_{\text{пор}}$), с последующим переходом на заводнение ненагретой водой;
- закачка оторочки горячей воды ($T = 140^{\circ}\text{C}$, объемом $1,6 V_{\text{пор}}$), с последующим переходом на заводнение ненагретой водой;
- закачка оторочки горячей воды ($T = 140^{\circ}\text{C}$, объемом $1,0 V_{\text{пор}}$), с последующим переходом на закачку горячего ($T = 140^{\circ}\text{C}$) 0,1 % раствора щелочи объемом $0,6 V_{\text{пор}}$ и далее на ненагретую воду.

3.2 Выбор конструкции и системы расположения скважин

Как показывает практика проектирования, результирующие технико-экономические показатели для любого рода объектов разработки сильно зависят от реализуемых дебитов и темпов добычи нефти. Особенно значимо влияние этих параметров для сложнопостроенных залежей, в том числе для высоковязкой нефти [REDACTED] месторождения, залегающей в виде подгазово-водоплавающей оторочки. В данном случае требуется система расстановки скважин, которая будет обеспечивать максимально интенсивное воздействие на пласт при наименьших капитальных затратах. Рассматриваются следующие варианты:

- Пятиточечная площадная система;
- Семиточечная площадная система;
- Девятиточечная площадная система.

Девятиточечная система расстановки обладает меньшей интенсивностью в сравнении с первыми двумя. В то же время, при прочих равных, семиточечная система для обеспечения равного воздействия (влияния закачки) на пласт требует семизабойной конструкции нагнетательной скважины, в то время как пятиточечная – пятизабойной, бурение и заканчивание которой обходится значительно дешевле. Таким образом, следует остановиться на пятиточечной площадной системе заводнения с пятизабойными нагнетательными скважинами.

При выборе конструкции добывающих скважин следует отталкиваться от тех же приоритетов – наибольшая эффективность при наименьших затратах. Самым дешевым из вариантов, разумеется, является бурение «традиционных» вертикальных однозабойных скважин. Однако, как показывает практика разработки аналогичных месторождений сверхвязких нефтей, находящихся в сложных геологических условиях, например, Ново-Сускинского, Некрасовского, бурение добывающих МЗГС показывает наилучшие окупаемость и индекс доходности. Отмечается, что в однородных пластах не

имеет смысла бурение скважин с более чем тремя забоями, однако в нашем случае данные разведочного бурения и ГДИС, приведенные ранее, указывают на неоднородную характеристику пласта вкуче с большой эффективной толщиной (до 60 м). В данном случае имеет смысл бурение пятизабойных добывающих скважин, положительный опыт использования которых уже имеется на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь», где начиная с 2012 г. их применение перешло с эпизодического, пробного уровня на массовый.

3.3 Выбор сетки скважин

При выборе подходящей сетки скважин учитывались следующие характеристики:

- Срок разработки
- КИН
- Максимально достижимый КИН при обводненности до 98%
- Начальный дебит нефти
- Лучший показатель NPV (чистого приведенного дохода)

Так как целью нижеследующих расчетов является исключительно аппроксимация для определения оптимальной сетки скважин, расчеты проводились для простых вертикальных скважин и для заводнения холодной (5 °С) сеноманской водой, справедливо полагая, что для разработки выбранными скважинами (МЗГС 5-5) и рабочими агентами при иных количественных показателях разработки, их отношение друг к другу для разных сеток скважин будет оставаться схожим. Для вычислений использовалась методика расчета КИН ТатНИПИнефть, усовершенствованная В.П. Косяковым и Д.В. Зелениным и успешно примененная на месторождениях Северного Казахстана. Для анализа были выбраны сетки 150x150 м., 300x300 м., 450x450 м. и 650x650 м. Показатели рассчитывались для отдельно взятой части залежи площадью 480 га.

ПОКАЗАТЕЛИ	Ед.изм.	Участок 2 ($h_{эфф}^{III}=60м$)			
		сетка скважин, м*м			
		150*150	300*300	450*450	650*650
Срок разработки	лет	29	54,0	134,0	258,0
КИН (за 15 лет)	%	17,7	13,3	7,5	3,2
КИН (за 40 лет)	%	-	21,6	14,2	7,6
Максимальный КИН (при $WC=98\%$)	%	23,6	23,4	23,5	21,6
Начальный дебит нефти	т/сут	42,3	40,7	37,5	32,5
Максимальный дебит нефти	т/сут				
Рентабельный срок разработки	лет	30	35	80	160
Капитальные вложения	млн.руб.	13371,0	3342,8	1485,7	712,4
Эксплуатационные затраты	млн.руб.	33771	17985	17624	16167
NPV	млн.руб.	29523,9	27692,7	27867,7	21171,8
Индекс доходности	ед	2,39	5,54	6,97	5,96
Окупаемость	годы	7	2	2	3

Таблица 3.7 – технологические и экономические показатели различных сеток скважин.

Проведенный анализ показывает, что сетки 450x450 м. и 650x650 м. не обладают адекватным сроком эксплуатации, из оставшихся же очевидно преимущество сетки 300x300 м. ввиду меньшего NPV, более быстрой окупаемости (2 года против 7) и большего индекса доходности.

3.4 Формирование конкурирующих систем разработки и выбор технологически оптимальной.

Исходя из выбранных выше характеристик можно сформировать три конкурирующие системы разработки, удовлетворяющие требованиям, выведенные в ходе анализа геологических, гидродинамических, лабораторно-экспериментальных, и эмпирических данных.

Вариант №1 – закачка оторочки сверхвлажного пара или перегретой воды (объемом $2,0V_{\text{пор}}$) с последующим переходом на заводнение ненагретой водой ($T=18^{\circ}\text{C}$). Добывающие и нагнетательные скважины многозабойные (МЗГС-5-5).

Вариант №2 – закачка оторочки горячей воды ($T=140^{\circ}\text{C}$) объемом $1,6V_{\text{пор}}$, с последующим переходом на закачку ненагретой воды ($T = 18^{\circ}\text{C}$). Добывающие и нагнетательные скважины многозабойные (МЗГС-5-5).

Вариант №3 – закачка оторочки горячей воды ($T=140^{\circ}\text{C}$) с объемом $1,0V_{\text{пор}}$, с последующим переходом на закачку оторочки термощелочи ($T = 140^{\circ}\text{C}$) при концентрации $\text{NaOH} - 0,1\%$ в объеме $0,6V_{\text{пор}}$, и далее переходом на ненагретую воду ($T = 18^{\circ}\text{C}$).

Во всех вариантах предусматривалась площадная пятиточечная схема размещения скважин с расстоянием между вертикальными стволами добывающих скважин (по углам прямоугольного участка ячейки) – 300 м.

Во всех вариантах годовые темпы ввода запасов нефти в разработку были едиными. Темпы бурения и ввода в эксплуатацию для всех скважин одинаковы – 80 скв./год.

Расчеты были проведены в Excel, исходные данные: площадь месторождения, характеристики пластового флюида (плотность, вязкость, объемный коэф-т и.т.д.), рабочих агентов, коллектора (пористость, проницаемость, трещиноватость и.т.д.) взяты из приведенной выше геологической и экспериментальной информации. КИН рассчитывался по упомянутой выше усовершенствованной методике ТатНИПИнефть.

3.4.1 Технологические показатели варианта 1

Расчетный срок разработки равен 106 годам. Проектный фонд скважин составляет 6 820 скважин (3 639 добывающих и 3181 нагнетательных).

Накопленная добыча нефти за этот период составит 557.571 млн.т., конечный КИН 0,415. Табличные данные расчетов приведены в приложениях А и Б.

3.4.2 Технологические показатели варианта 2

Расчетный срок разработки равен 92 годам. Проектный фонд скважин составляет 6 820 скважин (3 639 добывающих и 3181 нагнетательных). Накопленная добыча нефти за этот период составит 493.297 млн.т., конечный КИН = 0,367. Табличные данные расчетов приведены в приложениях А и Б.

3.4.3 Технологические показатели варианта 3

Расчетный срок разработки равен 121 году. Проектный фонд скважин составляет 6 820 скважин (3 639 добывающих и 3181 нагнетательных). Накопленная добыча нефти за этот период составит 519.334 млн.т., конечный КИН – 0,387. Табличные данные расчетов приведены в приложениях А и Б.

3.4.4 Выбор технологически оптимальной системы разработки

В таблице 3.8 приведены сравнительные характеристики всех вариантов разработки.

Таблица 3.8 – сравнительные характеристики вариантов разработки.

Вариант	1	2	3
Расчетный срок разработки, лет	106	92	121
Накопленная добыча нефти за период разработки, млн.т.	557,571	493,297	519,334
КИН	0,415	0,367	0,387

При равных затратах на бурение фонда скважин (он одинаков в каждом варианте - 3 639 добывающих и 3181 нагнетательных скважин, всего 6 820) наиболее оптимальным является вариант 3 - закачка оторочки горячей воды ($T=1400\text{C}$) объемом $1,6V_{\text{пор}}$, с последующим переходом на закачку ненагретой воды ($T = 18^{\circ}\text{C}$) с бурением многозабойных добывающих и нагнетательных скважин (МЗГС 5-5), расположенных по сетке 300×300 м., с пятиточечной системой расположения добывающих и нагнетательных скважин.

4. Безопасность и экологичность

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.

4.1. Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при разработке и эксплуатации месторождения

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины. Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой. Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени. По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных

заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

Аварии, связанные с разливом нефти, увеличивают содержание вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов нефти и повышения содержания диоксида углерода при горении нефти.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке месторождения. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме. Климат месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью,

допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м², непосредственно на буровой нефтяной вышке высотой 41 м. На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м². Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной, домашней и специальной одежды. Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны

обеспечиваться противогазами. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4. Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – характеристики вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные С1-С10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, применяемые в современной технологии добычи нефти и газа, вредны для организма. Они оказывают общетоксическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни. Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Двуокись

углерода является бесцветным, тяжелым и малореакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10 %. Дeterгенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/мз. Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается. Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/мз.

Окись углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/мз. При концентрации 1800 мг/мз может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/мз - смерть. [15] При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все вышеуказанные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний. Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория

молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности).

4.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II. Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования. В таблице 4.2 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.2 – характеристики вредных 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 ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях	Обладает

	обладает наркотическим действием	наркотическим действием
--	-------------------------------------	----------------------------

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита. Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м. Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах.

4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – аварийные и чрезвычайные ситуации

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
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. Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек. Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП. На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть

трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод. Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и 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 даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7. Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока. Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отходы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания. При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов

в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов. Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

Заключение

В работе была выбрана система разработки для ██████████ НГКМ путем анализа геологических данных, анализа разработки, данных лабораторных исследований, прошлого опыта пробной эксплуатации и проведения аналогий с другими подобными месторождениями. Было выбрано три конкурирующих варианта, из которых путем расчетов и сравнения был выделен один наиболее технологически оптимальный. Это вариант разработки с закачкой горячего пара пятизабойными добывающими и нагнетательными скважинами (МЗГС 5-5), расположенными по сетке 300x300 м. с пятиточечной площадной системой расположения. Этот вариант в достаточной степени современен, имеет ряд преимуществ в сравнении с разработкой «традиционными» вертикальными скважинами, а подобные технологические схемы с недавних пор активно внедряется ведущими нефтегазовыми компаниями России, в частности ПАО «Лукойл». Использование технологии многозабойного бурения позволит значительно снизить себестоимость добываемой нефти, повысить экономическую и технологическую эффективность разработки в сравнении с простыми ВС и ГС. Закачка горячего пара же позволяет снизить вязкость нефти в пластовых условиях и значительно увеличить приток скважинного флюида к забою, а также снизить затраты на его подъем к устью скважины, что особенно важно в случае разработки месторождения сверхвязких нефтей. Исчерпание запасов легких нефтей и большая сырьевая ценность тяжелых фракций нефти в наше время делают разработку таких месторождений и поиск для них оригинальных технологических решений более чем актуальными.

Список сокращений

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ.

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

Скв. – скважина.

К.песч. – коэффициент песчанистости.

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

НГР – нефтегазоносный район.

НГП – нефтегазоносная провинция.

НГО – нефтегазоносная область.

ГДИ, ГДИС – гидродинамические исследования скважин.

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация.

ГИС – геофизические исследования скважин.

Мех. примеси – механические примеси.

КИН – коэффициент извлечения нефти.

ПТОС – паротепловая обработка скважины.

ПТВ – паротепловое воздействие.

ГРР – геологоразведочные работы.

МЗГС – многозабойная горизонтальная скважина.

ГС – горизонтальная скважина.

ВС – вертикальная скважина.

Список использованных источников

1. Подсчет балансовых запасов [REDACTED] месторождения ЯНАО Тюменской области по состоянию на 01.01.2004 года / Агалков С.Е., Единый фонд геологической информации.
2. Отчет по подсчету запасов нефти, газа и конденсата Ваньеганского, Тюменского, Гуньеганского и Ай-Еганского месторождений Нижневартовского района Тюменской области по состоянию на 1.05.1986 г. Авторы: Федорцова С.А., Даужнянский Г.В., Таужнянская Л.А., Селиванова Е.Е., Лигус Л.А. и др. Тюмень. 1986 г.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. - М.: Недра. 1985 г.
4. Отчет «Детальные петрофизические исследования керна из пластов ПК₁₋₂ Ван-Еганского месторождения с использованием низкотемпературной технологии (скв. 2010)». Авторы: Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю., Орлов В.Н., Грачев А.Г., Постников Е.В., Постников А.В. и др. - Тверь. 2004 г.
5. П. 1.1.4. Отчет «Детальные петрофизические исследования керна из пласта ПК1.2 Ван-Еганского месторождения с использованием низкотемпературной технологии (скв. 3618)». Авторы: Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю., Орлов В.Н., Грачев А.Г., Постников Е.В., Постников А.В. и др. - Тверь. 2004 г.
6. Мустаев Я.А., Мавлютова И.И. Лабораторные исследования влияния температуры на показатели вытеснения нефти горячей водой (на примере Воядинского месторождения) // В сб. научн. тр. БашНИПИнефть. - Вып. 64. - 1982. - с. 92-96.
7. Мавлютова И.И., Мустаев Я.А. Вытеснение нефти горячей водой из пористой среды для условий терригенных отложений угленосной толщи Арланского месторождения // Тр. ин-та БашНИПИнефть. Теория и практика применения новых методов увеличения нефтеотдачи. - Вып. 53. - Уфа, 1978. - с. 38-43.

8. Croes G.A., Schwarz N. Dimensionally scaled experiments and the theories on the water - drive process // Journal of Petroleum Technology. - 1955. - №3. - p. 35-42.

9. Willman B.T., Volleroy V.V., Runberg G.W., Cornelins A.J., Powers I.W. Laboratory studies of oil recovery by steam injection//Journal of Petroleum Technology. - 1961. - №7. - P.681-690.

10. Аббасов А.А., Касимов Ш.А., Таиров Н.Д. Экспериментальное исследование вытеснения нефти перегретым паром // В сб. «Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений». - М.: ВНИИОЭНГ, 1967. - с. 71-74.

11. Аббасов А.А., Касимов Ш.А., Таиров Н.Д. Исследование влияния перегретого пара на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. - 1964. - №5. - с. 44-49. 104

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

13. Рейхман К.И., Савченко Т.А., Храмова В.Г. Теплофизическая характеристика коллекторов месторождения Кенкияк // В сб. Вопросы геологии и разработки нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1984. - с. 50-53.

14. Боксерман А.А., Желтов Ю.П., Раковский Н.Л. и др. Опыт проектирования разработки нефтяных месторождений путем нагнетания пара. В кн. «Тепловые методы добычи нефти». Материалы выездной сессии НС АН СССР и НТС МНП (ноябрь 1973). М., Наука, 1975, с. 54-61.

15. Раковский Н.Л., Борисова Н.П., Додонова И.А. Влияние геолого-физических параметров на технологические показатели разработки залежей тепловыми методами // В сб. научн. тр. ВНИИ. - Вып. 45 - «Исследование в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта». - М., 1973. - с. 157-164.

16. Питкевич В.Т., Пешков В.Е., Федорцов В.К., Ягафаров А.К. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов // Нефтяное хозяйство. - 1978. - №7. - с. 36-40.

17. Желтов Ю.В., Ступоченко В.Е., Хавкин А.Я., Мартос В.Н., Рыжик В.М. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами // Нефтяное хозяйство. - 1981. - №7. - с. 42-47.

18. Мустаев А.Я., Мавлютова И.И., Чеботарев В.В. Экспериментальные исследования процесса вытеснения нефти из пористой среды горячей водой // В сб.: Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон. - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - с. 98-108.

19. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1988, 422 с.

20. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М., «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004 г.

21. Раковский Н.Л., Тарасов А.Г. Определение коэффициента охвата по площади при вытеснении нефти из пласта теплоносителями // В сб. тр. ВНИИ. - Вып. 45 - «Исследование в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта». -М, 1973. -с. 157-164. 105

22. Bones S., Combarous M. Natural convection in a sloping porous layer. J., Fluid, Mech., 1979, vol. 57, p.63-79.

23. Nelson W.L. How to handle viscous crude oils. Oil and Gas J., vol.53, 1954, №28, p.269.

24. Технический отчет «Исследование пластовой нефти объекта ПК1-2 Вань-Еганского месторождения (скважина №900)», Тюмень, НИПИ НЕФТЕГАЗ, 2004 г.

25. Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей при разработке нефтяных месторождений (РД 39-0147035-214-87) Москва, Министерство нефтяной промышленности, 1987г, 253с.

26. Технологическая схема опытно-промышленной разработки пластов ПК₁₋₂ Ван-Еганского месторождения. Отчет НПЦ «Гетек», Москва, 2005 г.

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

28. Уточненная технологическая схема разработки опытного участка [REDACTED] месторождения с применением тепловых методов воздействия. тема [REDACTED]. Этап V ВНИИ, НГДУ «Заполярье», ЗапСибНИГНИ, НПО «Союзтермнефть», 1982 г.

29. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами: ГОСТ 17.1.3.05-82.

30. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири / О.М.Ермилов, Ю.Н.Карогодин, А.Э.Конторович и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 141 с., 5 вкл.

31. Шпильман, Т. М. Основы экономики нефтегазовой отрасли : учебное пособие для обучающихся по образовательной программе высшего образования по специальности 21.05.02 прикладная геология / Шпильман Т. М. - Оренбург : ОГУ, 2019. - 154 с. - ISBN 978-5-7410-2234-4

32. Юдин В.М., Буслаев В.Ф., Кейн С.А. (ООО «Севергазпром», УГТУ) Развитие техники и технологии бурения многозабойных скважин для разведки и эксплуатации сложнопостроенных залежей углеводородов. III международный семинар «Горизонтальные скважины». Тезисы докладов. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. М., 2000 г.

33. Сооружение боковых стволов при строительстве многозабойных скважин : учебное пособие / В.П. Овчинников [и др.].. — Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. — 130 с. — ISBN 978-5-9961-1481-8.

34. Совершенствование методики ТатНИПИнефти для расчёта нефтеотдачи на месторождениях с трещиновато-поровым типом коллектора с учетом закачки горячей воды. / В.П. Косяков Д.В. Зеленин — ООО "ЮНИ-

КОНКОРД"1, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики СО РАН –ТюмФ ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН2, Тюменский государственный университет.

35. Емельянов Виталий Владимирович, Газизов Илгам Гарифзянович, Ахмадуллин Р.Х., Курбанов А.Д., Ахметгареев Вадим Валерьевич Проектирование и бурение многозабойных скважин на Ново-Суксинском месторождении НГДУ «Прикамнефть» // Георесурсы. 2015. №3 (62).

36. Хисамов Раис Салихович, Мияссаров Альберт Шамилевич, Хузин Ринат Раисович, Салихов Динар Альбертович, Андреев Вадим Евгеньевич Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных и многозабойных скважин на примере Некрасовского месторождения ООО «Карбон-Ойл» // Георесурсы. 2017. №3.

37. Оценка видов и последствий воздействия на геологическую среду разработки нефтяных месторождений: РД 39-128-931, Мингео, г.Москва, 1993г.

38. Поллак Л.С, Синряев Г.Б., Словецкий Д.М. Химия плазмы. Новосибирск, 1991г.,

39. Положение об охране подземных вод, Мингео СССР, г.Москва, 1985г.

40. Положение об оценке воздействия на окружающую среду, г.Москва, 1994г.

41. Протокол № 10520 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) от 26 октября 1988 г.

42. Постановление Правительства РФ №1229 от 24.11.1993 года "О создании Единой государственной системы экологического мониторинга"

43. Постановление Правительства Российской Федерации № 1404 от 23.11.1996 г. "Об утверждении положения о водоохранных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах".

44. «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин» (СН-459-74), Госкомитет по делам строительства 25.03.74

Приложение А. Результаты расчета характеристик основного фонда скважин по вариантам.

Таблица А.1 – характеристики основного фонда скважин по годам разработки по варианту 1.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнет. скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефт./сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. нм ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2020	80	40	40	0	0,0	0	0	40	40	0	40	143,4	145,1	65,9	514,8
2021	80	41	39	80	118,4	0	0	81	81	0	79	123,6	133,6	40,9	419,6
2022	80	44	36	240	355,2	0	0	125	125	0	115	97,5	143,6	26,8	357,4
2023	80	42	38	320	473,6	0	0	167	167	0	153	90,8	244,3	19,1	415,6
2024	80	41	39	400	592,0	0	0	208	208	0	192	92,6	434,7	16,4	608,2
2025	80	40	40	480	710,4	0	0	248	248	0	232	115,4	611,6	18,2	790,9
2026	80	39	41	560	828,8	0	0	287	287	0	273	106,2	708,3	16,9	885,6
2027	80	38	42	640	947,2	0	0	325	325	0	315	98,2	772,4	15,7	940,1
2028	80	45	35	720	1065,6	0	0	370	370	0	350	88,9	794,7	14,3	978,3
2029	80	43	37	800	1184,0	0	0	413	413	0	387	80,8	813,7	13,3	995,6
2030	80	40	40	880	1302,4	0	0	453	453	0	427	75,1	764,2	12,1	928,4
2031	80	38	42	960	1420,8	0	0	491	491	0	469	67,6	709,1	10,6	866,8
2032	80	43	37	1040	1539,2	0	0	534	534	0	506	61,3	670,9	9,3	813,3
2033	80	36	44	1120	1657,6	0	0	570	570	0	550	57,7	647,2	8,6	788,0
2034	80	43	37	1200	1776,0	0	0	613	613	0	587	53,4	611,8	8,4	751,1
2035	80	37	43	1280	1894,4	0	0	650	650	0	630	48,4	589,0	7,5	705,7
2036	80	43	37	1360	2012,8	80	40	653	653	0	627	47,5	629,1	7,5	721,4
2037	80	39	41	1440	2131,2	80	39	651	651	0	629	45,3	644,2	7,1	733,5
2038	80	46	34	1520	2249,6	80	36	653	653	0	627	43,9	585,1	6,9	670,8
2039	80	42	38	1600	2368,0	80	38	653	653	0	627	44,2	561,5	6,8	644,0
2040	80	38	42	1680	2486,4	80	39	650	650	0	630	42,0	544,5	6,3	618,6
2041	80	41	39	1760	2604,8	80	40	651	651	0	629	42,0	494,5	6,2	596,5
2042	80	39	41	1840	2723,2	74	38	654	654	0	632	41,1	501,1	5,9	596,6
2043	80	46	34	1920	2841,6	76	40	664	664	0	626	40,9	536,1	6,2	626,1
2044	80	41	39	2000	2960,0	70	31	666	666	0	634	39,7	515,1	5,9	595,8
2045	80	42	38	2080	3078,4	69	32	671	671	0	640	39,2	514,4	6,0	593,8
2046	80	34	46	2160	3196,8	70	35	670	670	0	651	37,5	514,5	5,4	582,8
2047	80	47	33	2240	3315,2	66	35	686	686	0	649	36,6	498,0	5,6	579,4
2048	80	46	34	2320	3433,6	51	24	705	705	0	659	35,6	477,3	5,3	562,1
2049	80	32	48	2400	3552,0	60	33	710	710	0	674	32,8	447,6	4,6	518,9
2050	80	36	44	2480	3670,4	66	31	711	711	0	687	33,0	401,4	4,7	470,2
2051	80	42	38	2560	3788,8	63	34	724	724	0	691	31,3	397,2	4,6	480,8
2052	80	46	34	2640	3907,2	69	32	733	733	0	693	31,7	422,2	4,6	491,6
2053	80	40	40	2720	4025,6	70	36	739	739	0	697	29,7	416,6	4,2	486,0
2054	80	44	36	2800	4144,0	63	27	747	747	0	706	27,7	388,5	3,9	452,4
2055	80	37	43	2880	4262,4	65	31	750	750	0	718	27,3	379,5	3,5	436,2
2056	80	38	42	2960	4380,8	62	33	759	759	0	727	26,6	387,9	3,4	445,5
2057	80	44	36	3040	4499,2	57	28	774	774	0	735	25,4	381,2	3,2	441,4
2058	80	39	41	3120	4617,6	56	29	786	786	0	747	24,2	364,8	3,0	422,1
2059	80	42	38	3200	4736,0	60	26	794	794	0	759	23,0	361,6	2,8	415,8
2060	80	45	35	3280	4854,4	65	32	806	806	0	762	21,7	349,9	2,6	406,7
2061	80	40	40	3360	4972,8	79	38	805	805	0	764	20,7	348,0	2,2	402,8
2062	80	36	44	3440	5091,2	76	42	807	807	0	766	19,6	346,4	2,0	400,8
2063	80	42	38	3520	5209,6	78	33	804	804	0	771	19,2	327,7	1,9	375,4
2064	80	44	36	3600	5328,0	68	30	810	810	0	777	17,8	323,3	1,6	370,0
2065	80	38	42	3680	5446,4	72	42	818	818	0	777	16,9	315,0	1,4	364,1
2066	80	39	41	3760	5564,8	89	46	814	814	0	772	15,8	309,6	1,3	358,3
2067	80	43	37	3840	5683,2	76	38	819	819	0	771	15,1	294,2	1,3	342,9
2068	80	44	36	3920	5801,6	65	28	826	826	0	779	14,7	291,5	1,1	339,1
2069	80	40	40	4000	5920,0	67	34	833	833	0	785	13,3	296,1	0,9	344,6
2070	80	42	38	4080	6038,4	59	27	843	843	0	796	11,7	268,9	0,7	312,2
2071	80	52	28	4160	6156,8	52	28	871	871	0	796	10,7	243,9	0,5	292,6
2072	33	27	6	4193	6205,6	55	27	870	870	0	775	10,2	234,3	0,5	288,3
2073	80	44	36	4273	6324,0	48	22	888	888	0	789	14,4	229,6	2,8	284,0
2074	80	45	35	4353	6442,4	55	28	906	906	0	796	15,8	212,0	3,2	265,7
2075	80	41	39	4433	6560,8	56	27	918	918	0	808	15,0	202,7	2,7	253,5
2076	80	42	38	4513	6679,2	58	27	929	929	0	819	15,7	185,3	2,6	231,7
2077	80	42	38	4593	6797,6	42	19	948	948	0	838	17,8	164,2	2,7	219,4
2078	80	45	35	4673	6916,0	41	21	973	973	0	852	24,1	189,3	3,6	245,5
2079	66	46	20	4739	7013,7	30	14	1003	1003	0	858	23,4	204,6	3,4	272,1
2080	80	43	37	4819	7132,1	20	11	1037	1037	0	884	19,9	218,3	2,3	286,0
2081	77	52	25	4896	7246,1	16	7	1080	1080	0	902	19,5	232,1	2,0	304,9
2082	41	26	15	4937	7306,8	33	15	1088	1088	0	902	21,3	253,7	2,9	337,5
2083	36	24	12	4973	7360,0	39	21	1094	1094	0	893	21,1	251,7	3,1	343,6
2084	80	47	33	5053	7478,4	31	16	1126	1126	0	910	20,9	274,5	3,3	386,9
2085	7	3	4	5060	7488,8	40	19	1108	1108	0	895	15,4	343,5	1,8	466,3
2086	36	22	14	5096	7542,1	29	12	1113	1113	0	897	12,9	273,7	1,7	372,5
2087	80	47	33	5176	7660,5	30	15	1145	1145	0	915	14,2	196,0	2,2	268,7
2088	80	42	38	5256	7778,9	32	14	1169	1169	0	939	13,1	179,1	2,1	247,7
2089	80	42	38	5336	7897,3	118	56	1149	1149	0	921	13,1	155,7	2,0	217,8
2090	80	44	36	5416	8015,7	122	57	1128	1128	0	900	10,2	150,5	1,5	209,8
2091	80	40	40	5496	8134,1	127	60	1101	1101	0	880	10,8	165,6	1,4	227,8
2092	80	41	39	5576	8252,5	123	60	1079	1079	0	859	11,9	165,6	1,6	228,9
2093	80	43	37	5656	8370,9	127	60	1055	1055	0	836	11,4	161,5	1,6	224,3
2094	80	45	35	5736	8489,3	126	55	1029	1029	0	816	11,0	148,9	1,4	206,6
2095	80	45	35	5816	8607,7	114	46	1006	1006	0	805	10,0	156,4	1,2	214,9
2096	24	17	7	5840	8643,2	60	33	996	996	0	779	8,9	162,4	1,0	227,9
2097	80	41	39	5920	8761,6	55	26	1008	1008	0	792	9,2	151,8	1,4	212,2
2098	80	40	40	6000	8880,0	115	48	981	981	0	784	9,2	142,7	1,4	196,2
2099	80	43	37	6080	8998,4	113	52	963	963	0	769	8,6	135,7	1,3	186,8
2100	80	45	35	6160	9116,8	149	68	927	927	0	736	8,3	121,9	1,2	168,9
2101	80	40	40	6240	9235,2	70	33	930	930	0	743	8,4	113,9	1,1	161,3
2102	80	43	37	6320	9353,6	99	43	917	917	0	737	9,8	133,6	1,3	183,0
2103	80	47	33	6400	9472,0	133	61	892	892	0	709	9,7	133,1	1,3	184,3
2104	80	44	36	6480	9590,4	143	68	861	861	0	677	9,1	134,8	1,0	188,5
2105	31	20	11	6511	9636,3	145	59	795	795	0	629	9,4	139,4	0,9	193,8
2106	36	25	11	6547	9689,6	88	31	763	763	0	609	9,4	145,6	1,1	200,6
2107	27														

Таблица А.2 – характеристики основного фонда скважин по годам разработки для варианта 2.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Приемистость 1 нагнет. скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. нм ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
				0	0,0			0			0				
2020	80	40	40	80	118,4	0	0	40	40		40	138,1	300,7	3,1	487,5
2021	80	41	39	160	236,8	0	0	81	81		79	146,2	416,4	3,3	626,2
2022	80	44	36	240	355,2	0	0	125	125		115	139,4	550,3	3,3	757,4
2023	80	42	38	320	473,6	0	0	167	167		153	136,9	804,7	3,4	1003,5
2024	80	41	39	400	592,0	0	0	208	208		192	130,9	1047,5	3,4	1235,0
2025	80	40	40	480	710,4	0	0	248	248		232	124,9	1307,8	3,5	1467,1
2026	80	39	41	560	828,8	0	0	287	287		273	116,3	1496,4	3,5	1610,6
2027	80	38	42	640	947,2	0	0	325	325		315	106,2	1618,6	3,6	1690,6
2028	80	45	35	720	1065,6	0	0	370	370		350	95,7	1646,9	3,5	1769,5
2029	80	43	37	800	1184,0	0	0	413	413		387	85,4	1649,8	3,2	1799,5
2030	80	40	40	880	1302,4	0	0	453	453		427	75,7	1605,5	2,9	1748,0
2031	80	38	42	960	1420,8	80	40	451	451		429	71,5	1505,1	2,7	1624,2
2032	80	43	37	1040	1539,2	80	39	453	453		427	67,4	1400,8	2,5	1525,2
2033	80	36	44	1120	1657,6	80	36	445	445		435	64,6	1328,0	2,4	1393,2
2034	80	43	37	1200	1776,0	80	38	446	446		434	62,3	1245,1	2,3	1312,7
2035	80	37	43	1280	1894,4	80	39	442	442		438	59,7	1180,9	2,2	1222,6
2036	80	43	37	1360	2012,8	80	40	445	445		435	58,1	1108,4	2,1	1165,6
2037	80	39	41	1440	2131,2	74	38	448	448		438	56,3	1056,6	2,0	1113,6
2038	80	46	34	1520	2249,6	76	40	458	458		432	54,6	994,5	1,9	1088,7
2039	80	42	38	1600	2368,0	70	31	461	461		439	53,7	952,2	1,8	1031,7
2040	80	38	42	1680	2486,4	69	32	462	462		449	52,4	923,2	1,8	977,1
2041	80	41	39	1760	2604,8	70	35	468	468		453	51,0	899,5	1,7	953,0
2042	80	39	41	1840	2723,2	66	35	476	476		459	49,1	883,8	1,7	938,7
2043	80	46	34	1920	2841,6	51	24	495	495		469	47,2	859,8	1,6	929,6
2044	80	41	39	2000	2960,0	60	33	509	509		475	45,0	837,8	1,5	920,3
2045	80	42	38	2080	3078,4	66	31	516	516		482	44,0	809,7	1,5	889,6
2046	80	34	46	2160	3196,8	63	34	521	521		494	42,2	797,0	1,4	863,1
2047	80	47	33	2240	3315,2	69	32	531	531		495	41,4	763,5	1,4	841,6
2048	80	46	34	2320	3433,6	70	36	543	543		493	40,4	739,9	1,3	837,0
2049	80	32	48	2400	3552,0	63	27	539	539		514	39,0	731,2	1,3	784,6
2050	80	36	44	2480	3670,4	65	31	541	541		527	37,9	723,5	1,3	757,7
2051	80	42	38	2560	3788,8	62	33	554	554		532	36,3	701,9	1,2	745,3
2052	80	46	34	2640	3907,2	57	28	571	571		538	34,5	674,6	1,2	731,1
2053	80	40	40	2720	4025,6	56	29	584	584		549	32,6	649,2	1,1	705,7
2054	80	44	36	2800	4144,0	60	26	594	594		559	31,1	615,1	1,0	668,1
2055	80	37	43	2880	4262,4	59	29	601	601		573	29,3	588,6	1,0	631,8
2056	80	38	42	2960	4380,8	75	36	600	600		579	28,1	559,0	0,9	592,5
2057	80	44	36	3040	4499,2	66	38	616	616		577	26,5	527,1	0,8	574,8
2058	80	39	41	3120	4617,6	73	31	613	613		587	25,4	494,9	0,8	527,3
2059	80	42	38	3200	4736,0	62	27	620	620		598	24,2	464,9	0,8	491,6
2060	80	45	35	3280	4854,4	68	39	636	636		594	22,9	437,2	0,7	478,2
2061	80	40	40	3360	4972,8	71	38	643	643		596	21,6	409,7	0,7	451,5
2062	80	36	44	3440	5091,2	66	32	645	645		608	20,4	382,5	0,6	414,4
2063	80	42	38	3520	5209,6	65	29	651	651		617	19,4	354,4	0,6	381,8
2064	80	44	36	3600	5328,0	79	38	654	654		615	18,6	332,3	0,5	360,8
2065	80	38	42	3680	5446,4	68	33	657	657		624	17,8	312,0	0,5	334,7
2066	80	39	41	3760	5564,8	56	29	669	669		636	16,9	294,8	0,5	315,8
2067	80	43	37	3840	5683,2	55	29	686	686		644	16,0	275,7	0,4	299,2
2068	80	44	36	3920	5801,6	44	20	706	706		660	15,1	258,0	0,4	281,6
2069	80	40	40	4000	5920,0	47	24	723	723		676	14,2	243,5	0,4	265,4
2070	80	42	38	4080	6038,4	50	23	738	738		691	13,5	231,6	0,3	251,5
2071	80	52	28	4160	6156,8	49	22	763	763		697	12,7	217,6	0,3	241,8
2072	33	27	6	4193	6205,6	40	20	770	770		683	11,9	214,4	0,3	245,0
2073	80	44	36	4273	6324,0	43	22	793	793		697	16,4	218,7	0,4	259,7
2074	80	45	35	4353	6442,4	49	24	813	813		708	20,0	228,7	0,5	279,9
2075	80	41	39	4433	6560,8	26	11	839	839		736	22,6	250,7	0,5	303,4
2076	80	42	38	4513	6679,2	24	12	869	869		762	25,2	293,3	0,6	351,4
2077	80	42	38	4593	6797,6	16	8	903	903		792	26,7	342,9	0,7	407,5
2078	80	45	35	4673	6916,0	31	16	933	933		811	27,7	402,6	0,7	476,3
2079	66	46	20	4739	7013,7	24	10	965	965		821	27,2	454,3	0,8	540,9
2080	80	43	37	4819	7132,1	38	17	987	987		841	26,0	497,0	0,8	584,9
2081	77	52	25	4896	7246,1	22	13	1030	1030		853	23,5	514,6	0,8	624,2
2082	41	26	15	4937	7306,8	20	11	1047	1047		857	21,5	530,6	0,8	655,7
2083	36	24	12	4973	7360,0	24	11	1058	1058		858	19,1	522,4	0,7	654,8
2084	80	47	33	5053	7478,4	109	48	1044	1044		843	17,7	459,0	0,6	580,0
2085	7	3	4	5060	7488,8	110	50	987	987		797	15,6	414,4	0,6	524,4
2086	36	22	14	5096	7542,1	112	53	950	950		758	14,3	372,2	0,5	478,6
2087	80	47	33	5176	7660,5	118	58	937	937		733	13,5	329,3	0,4	433,2
2088	80	42	38	5256	7778,9	122	60	917	917		711	12,4	288,7	0,4	381,2
2089	80	42	38	5336	7897,3	127	56	888	888		693	11,7	255,7	0,4	331,7
2090	80	44	36	5416	8015,7	99	39	872	872		690	10,9	235,2	0,4	300,1
2091	80	40	40	5496	8134,1	47	22	887	887		708	9,8	231,7	0,3	295,3
2092	80	41	39	5576	8252,5	46	20	902	902		727	8,7	223,8	0,3	284,2
2093	80	43	37	5656	8370,9	99	44	890	890		720	7,6	201,9	0,2	254,2
2094	80	45	35	5736	8489,3	96	45	884	884		710	6,4	176,5	0,2	223,0
2095	80	45	35	5816	8607,7	135	59	853	853		686	5,6	148,3	0,2	186,4
2096	24	17	7	5840	8643,2	81	37	826	826		656	5,1	147,6	0,2	188,6
2097	80	41	39	5920	8761,6	107	52	812	812		643	5,1	135,7	0,1	175,0
2098	80	40	40	6000	8880,0	138	64	778	778		619	5,2	121,4	0,1	156,1
2099	80	43	37	6080	8998,4	126	59	754	754		597	5,1	105,5	0,1	134,4
2100	80	45	35	6160	9116,8	134	62	727	727		570	5,0	92,2	0,1	118,9
2101	80	40	40	6240	9235,2	119	57	705	705		553	4,8	85,4	0,1	111,7
2102	80	43	37	6320	9353,6	122	59	685	685		531	4,5	83,7	0,1	109,7
2103	80	47	33	6400	9472,0	129	52	655	655		512	4,4	85,8	0,1	109,7
2104	80	44	36	6480	9590,4	87	31	643	643		517	4,4	87,7	0,1	109,1
2105	31	20	11	6511	9636,3	43	19	639	639		509	4,2	88,6	0,1	112,8
2106	36	25	11	6547	9689,6	27	12	649	649		508	4,3	89,9	0,1	117,4
2107	27	16	11	6574	9729,5	5	2	662	662		517	3,8	86,7		

Таблица А.3 – характеристики основного фонда скважин по годам разработки для варианта 3.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на 1 скважину			Прiemистость 1 нагнет. скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2006	80	40	40	0	0,0	0	0	0	40	40	40	157,3	333,0	3,5	546,3
2007	80	41	39	80	118,4	0	0	81	81	79	146,2	416,4	3,3	626,2	
2008	80	44	36	240	355,2	0	0	125	125	115	139,4	550,3	3,3	757,4	
2009	80	42	38	320	473,6	0	0	167	167	153	136,9	804,7	3,4	1003,5	
2010	80	41	39	400	592,0	0	0	208	208	192	130,9	1047,5	3,4	1235,0	
2011	80	40	40	480	710,4	0	0	248	248	232	124,9	1307,8	3,5	1467,1	
2012	80	39	41	560	828,8	0	0	287	287	273	125,6	1405,4	3,6	1541,4	
2013	80	38	42	640	947,2	0	0	325	325	315	118,7	1525,6	3,6	1627,7	
2014	80	45	35	720	1065,6	0	0	370	370	350	105,3	1586,8	3,5	1713,7	
2015	80	43	37	800	1184,0	80	40	373	373	347	98,5	1466,7	3,3	1612,5	
2016	80	40	40	880	1302,4	80	39	372	372	348	92,8	1371,8	3,1	1499,6	
2017	80	38	42	960	1420,8	80	36	366	366	354	88,5	1286,0	2,9	1360,4	
2018	80	43	37	1040	1539,2	80	38	367	367	353	83,3	1204,0	2,7	1279,8	
2019	80	36	44	1120	1657,6	80	39	362	362	358	79,7	1151,5	2,6	1189,4	
2020	80	43	37	1200	1776,0	80	40	365	365	355	77,1	1074,7	2,5	1132,4	
2021	80	37	43	1280	1894,4	74	38	366	366	360	73,7	1025,9	2,4	1069,3	
2022	80	43	37	1360	2012,8	76	40	373	373	357	70,6	964,5	2,3	1034,4	
2023	80	39	41	1440	2131,2	70	31	373	373	367	68,2	911,6	2,2	953,0	
2024	80	46	34	1520	2249,6	69	32	382	382	369	65,4	855,0	2,0	911,6	
2025	80	42	38	1600	2368,0	70	35	389	389	372	63,7	824,0	2,0	887,3	
2026	80	38	42	1680	2486,4	66	35	396	396	379	62,4	801,3	1,9	862,3	
2027	80	41	39	1760	2604,8	51	24	410	410	394	59,8	803,1	1,8	857,5	
2028	80	39	41	1840	2723,2	60	33	422	422	402	57,5	792,1	1,8	851,2	
2029	80	46	34	1920	2841,6	66	31	433	433	405	55,7	780,1	1,7	833,5	
2030	80	41	39	2000	2960,0	63	34	445	445	410	53,4	742,3	1,7	825,1	
2031	80	42	38	2080	3078,4	69	32	450	450	416	52,1	711,7	1,6	789,9	
2032	80	37	46	2160	3196,8	70	36	450	450	425	50,1	684,6	1,5	751,3	
2033	80	47	33	2240	3315,2	63	27	461	461	432	48,7	665,4	1,5	728,0	
2034	80	46	34	2320	3433,6	65	31	473	473	435	47,3	644,5	1,4	718,6	
2035	80	32	48	2400	3552,0	62	33	476	476	450	45,8	646,6	1,4	699,8	
2036	80	36	44	2480	3670,4	57	28	483	483	466	44,3	647,1	1,3	683,9	
2037	80	42	38	2560	3788,8	56	29	498	498	475	42,5	637,0	1,3	680,7	
2038	80	46	34	2640	3907,2	60	26	510	510	483	40,2	610,2	1,2	657,0	
2039	80	40	40	2720	4025,6	59	29	520	520	494	38,4	586,7	1,2	629,5	
2040	80	44	36	2800	4144,0	75	36	525	525	494	36,8	546,5	1,1	593,6	
2041	80	37	43	2880	4262,4	66	38	534	534	499	34,1	533,8	1,0	581,5	
2042	80	38	42	2960	4380,8	67	28	533	533	513	32,5	495,3	1,0	524,2	
2043	80	44	36	3040	4499,2	64	28	541	541	521	31,2	461,6	0,9	488,9	
2044	80	39	41	3120	4617,6	62	37	555	555	525	29,5	441,9	0,9	476,2	
2045	80	42	38	3200	4736,0	70	37	564	564	526	27,8	421,8	0,8	460,3	
2046	80	45	35	3280	4854,4	67	32	574	574	529	26,4	392,5	0,8	433,5	
2047	80	40	40	3360	4972,8	61	27	580	580	542	24,8	370,2	0,7	403,1	
2048	80	36	44	3440	5091,2	64	32	584	584	554	23,3	348,7	0,6	373,2	
2049	80	42	38	3520	5209,6	77	35	584	584	557	22,4	330,1	0,6	352,0	
2050	80	44	36	3600	5328,0	62	34	600	600	559	21,2	310,1	0,6	338,9	
2051	80	38	42	3680	5446,4	52	26	612	612	575	20,2	296,0	0,5	320,2	
2052	80	39	41	3760	5564,8	50	24	625	625	592	19,2	277,5	0,5	297,8	
2053	80	43	37	3840	5683,2	48	24	644	644	605	18,0	262,3	0,5	283,7	
2054	80	44	36	3920	5801,6	43	21	666	666	620	16,9	245,8	0,4	268,0	
2055	80	40	40	4000	5920,0	51	22	677	677	638	16,1	232,0	0,4	250,2	
2056	80	42	38	4080	6038,4	37	18	700	700	658	15,2	225,2	0,4	242,9	
2057	80	52	28	4160	6156,8	38	20	734	734	666	14,2	217,2	0,3	242,2	
2058	33	27	6	4193	6205,6	48	23	736	736	649	13,5	214,7	0,3	246,3	
2059	80	44	36	4273	6324,0	30	15	765	765	670	18,2	220,9	0,4	263,5	
2060	80	45	35	4353	6442,4	23	10	797	797	695	21,6	234,9	0,5	287,1	
2061	80	41	39	4433	6560,8	32	16	822	822	718	24,2	255,8	0,6	310,6	
2062	80	42	38	4513	6679,2	22	10	852	852	746	26,8	300,4	0,7	360,3	
2063	80	42	38	4593	6797,6	25	13	882	882	771	28,4	352,3	0,7	419,9	
2064	80	45	35	4673	6916,0	29	13	911	911	793	29,5	413,7	0,8	488,8	
2065	66	46	20	4739	7034,4	22	9	944	944	804	30,8	446,0	0,9	537,1	
2066	80	43	37	4819	7152,8	22	13	978	978	828	30,1	481,4	0,9	579,1	
2067	77	52	25	4896	7271,2	20	11	1021	1021	842	26,8	507,6	0,9	619,9	
2068	41	26	15	4937	7306,8	104	47	990	990	810	24,3	466,5	0,8	574,8	
2069	36	24	12	4973	7360,0	109	47	952	952	775	22,1	422,3	0,7	524,0	
2070	80	47	33	5053	7478,4	110	54	943	943	754	20,5	370,0	0,6	469,8	
2071	7	3	4	5060	7488,8	112	52	886	886	706	17,9	336,2	0,6	428,0	
2072	36	22	14	5096	7542,1	118	58	848	848	662	15,6	305,1	0,5	394,9	
2073	80	47	33	5176	7660,5	122	57	830	830	638	14,4	270,5	0,4	356,9	
2074	80	42	38	5256	7778,9	103	38	807	807	638	14,4	245,1	0,4	317,4	
2075	80	42	38	5336	7897,3	43	22	828	828	654	13,8	249,3	0,4	321,4	
2076	80	44	36	5416	8015,7	47	22	847	847	668	13,0	246,2	0,4	317,6	
2077	80	40	40	5496	8134,1	87	35	835	835	673	11,0	233,1	0,3	293,0	
2078	80	41	39	5576	8252,5	94	41	823	823	671	9,6	212,5	0,3	262,8	
2079	80	43	37	5656	8370,9	140	66	792	792	642	8,8	171,6	0,2	215,4	
2080	80	45	35	5736	8489,3	62	30	805	805	647	7,8	155,8	0,2	195,8	
2081	80	45	35	5816	8607,7	104	45	791	791	637	6,7	136,7	0,2	170,9	
2082	24	17	7	5840	8643,2	146	69	731	731	575	5,9	118,1	0,2	151,1	
2083	80	41	39	5920	8761,6	132	65	705	705	549	6,0	110,4	0,2	147,2	
2084	80	40	40	6000	8880,0	128	60	677	677	529	6,1	100,6	0,1	135,3	
2085	80	43	37	6080	8998,4	124	56	652	652	510	6,1	99,8	0,1	128,9	
2086	80	45	35	6160	9116,8	106	53	644	644	492	5,9	103,7	0,1	136,0	
2087	80	40	40	6240	9235,2	129	62	617	617	470	5,8	105,3	0,1	140,2	
2088	80	43	37	6320	9353,6	134	53	579	579	454	5,9	112,0	0,1	144,7	
2089	80	47	33	6400	9472,0	76	25	575	575	462	6,0	116,5	0,1	147,3	
2090	80	44	36	6480	9590,4	27	12	604	604	486	5,7	113,6	0,1	143,5	
2091	31	20	11	6511	9636,3	5	2	621	621	495	5,1	104,6	0,1	133,2	
2092	36	25	11	6547	9689,6	55	27	618	618	479	4,9	87,8	0,1	115,7	
2093	27	16	11	6574	9729,5	54	27	607	607	463	4,4	81,8	0,1	108,9	
2094	80	48	32	6654	9847,9	54	25	626	626	470	3,2	74,8	0,1	99,2	
2095	80	44	36	6734	9966,3	61	27	636	636	479	1,6	69,2	0,0	75,8	
2096	71	39	32	6805	10071,4	72	34	637	637	477	1,1	54,6	0,0	68,9	
2097	15	10													

Приложение Б. Результаты расчета характеристик основных показателей разработки по вариантам.

Таблица Б.1 – характеристики основных показателей разработки для варианта 1.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбор от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент недропользования, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность продукции, %	Зачкачка рабочих агентов, тыс. км ³					Компенсация отбора закачки, %		Добыча нефтяного газа, млн. км ³		
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая, пар	годовая хол тыс. т	годовая всего	накоп. пар	накоп. хол тыс. т	накоп. всего	годовая	накопленная	годовая	накопленная
2020	1886,7	0,3	0,3	1 886,7	0,3	0,001	1 909,7	1 909,7	1 909,7	1 909,7	1,2	6775,0	0,0	6775,0	6775,0	0,0	6775,0	63,3	63,3	866,79	866,8
2021	3294,5	0,6	0,6	5 181,3	0,9	0,004	3 560,0	3 560,0	5 469,7	5 469,7	7,5	10904,6	0,0	10904,6	17679,5	0,0	17679,5	74,8	69,9	1088,96	1955,8
2022	4010,7	0,7	0,7	9 192,0	1,6	0,007	5 905,2	5 905,2	11 374,9	11 374,9	32,1	13523,6	0,0	13523,6	31203,1	0,0	31203,1	79,7	79,0	1100,41	3056,2
2023	4990,0	0,9	0,9	14 182,0	2,5	0,011	13 425,3	13 425,3	24 800,2	24 800,2	62,8	20922,1	0,0	20922,1	51225,2	0,0	51225,2	89,0	73,9	1050,26	4106,4
2024	3094,0	1,1	1,2	20 521,0	3,7	0,015	20 329,0	20 329,0	35 547,5	35 547,5	95,0	30424,5	0,0	30424,5	90546,6	0,0	90546,6	85,1	71,0	1121,71	5946,1
2025	9418,6	1,7	1,8	29 939,6	5,4	0,022	49 898,0	49 898,0	104 445,6	104 445,6	81,1	60369,3	0,0	60369,3	150915,9	0,0	150915,9	94,8	88,7	1485,93	6714,1
2026	10025,3	1,8	1,9	39 964,9	7,2	0,030	66 879,2	66 879,2	171 324,8	171 324,8	85,0	79538,7	0,0	79538,7	230454,5	0,0	230454,5	97,8	91,7	1595,07	8309,1
2027	10499,1	1,9	2,0	50 464,0	9,1	0,038	82 585,2	82 585,2	253 910,0	253 910,0	87,3	80425,9	17006,2	97432,1	310890,4	17006,2	327886,6	100,0	94,0	1675,70	9984,8
2028	11239,1	1,9	2,1	61 703,1	11,0	0,046	91 736,9	91 736,9	340 845,9	340 845,9	98,8	87633,5	36906,1	12047,6	87323,0	53301,3	140534,3	100,0	96,0	1750,50	11763,5
2029	10982,9	2,0	2,2	72 271,0	13,0	0,054	110 558,2	110 558,2	461 204,1	461 204,1	90,1	71841,8	54918,8	126760,6	459374,8	107920,1	567294,8	100,0	96,0	1902,45	13527,8
2030	11188,8	2,0	2,3	83 459,8	15,0	0,062	113 895,4	113 895,4	575 099,5	575 099,5	90,2	69155,3	61267,0	130422,3	52830,1	169187,0	69771,7	100,0	97,4	1809,76	15375,5
2031	10924,7	2,0	2,3	94 384,4	16,9	0,070	114 546,7	114 546,7	689 646,3	689 646,3	90,5	64464,0	69289,2	133753,2	529294,1	238476,3	831470,4	103,7	98,4	1716,48	17054,0
2032	10769,1	1,9	2,3	105 153,5	18,9	0,078	117 864,8	117 864,8	807 811,0	807 811,0	90,9	64321,4	71064,4	135389,8	657315,5	309540,7	968566,2	103,1	99,0	1630,74	18684,8
2033	10811,6	1,9	2,4	115 965,1	20,8	0,086	121 377,8	121 377,8	928 888,9	928 888,9	91,1	62780,7	78907,5	142588,3	720986,3	389348,2	1109444,5	105,9	99,9	1614,23	20299,0
2034	10763,3	1,9	2,4	126 728,4	22,7	0,094	123 379,6	123 379,6	1 052 268,4	1 052 268,4	91,3	61282,2	83760,6	145046,8	473108,8	425449,3	1254491,3	105,6	100,5	1699,60	21998,6
2035	10356,8	1,9	2,4	137 085,2	24,6	0,102	125 954,9	125 954,9	1 178 223,3	1 178 223,3	91,8	59311,0	86958,1	146269,1	840693,4	560066,9	1400760,3	105,2	101,0	1608,51	23601,1
2036	10212,4	1,8	2,4	147 297,6	26,4	0,110	135 160,2	135 160,2	1 313 383,6	1 313 383,6	92,4	60891,4	87913,2	148904,6	901584,9	647980,9	1549564,9	100,0	100,0	1606,22	25213,3
2037	9896,3	1,8	2,4	157 499,9	28,2	0,117	137 468,6	137 468,6	1 458 983,9	1 458 983,9	93,0	62789,8	93599,9	150292,0	954011,7	747339,5	1701351,3	100,0	100,0	1576,76	26730,1
2038	9436,1	1,7	2,4	166 430,0	29,8	0,124	125 899,4	125 899,4	1 577 047,4	1 577 047,4	92,5	50688,0	87511,7	138379,7	1004879,7	834851,3	1839731,0	100,0	100,0	1485,46	28215,6
2039	9501,3	1,7	2,4	175 931,2	31,6	0,131	120 623,2	120 623,2	1 697 670,6	1 697 670,6	92,1	51576,0	81280,1	132852,6	1056455,7	916131,4	1972587,1	100,0	100,0	1457,96	29673,5
2040	8991,0	1,6	2,4	184 922,2	33,2	0,138	116 442,2	116 442,2	1 814 112,8	1 814 112,8	92,3	51387,8	76837,1	128224,9	1107843,5	992968,5	2100812,0	100,0	100,0	1345,44	31019,0
2041	9027,1	1,6	2,4	193 929,0	34,8	0,144	105 201,1	105 201,1	1 920 013,9	1 920 013,9	91,5	51622,0	71064,4	115867,3	115867,3	1065586,3	2242560,6	100,0	100,0	1324,22	32429,8
2042	8844,0	1,6	2,4	202 769,0	36,4	0,151	107 814,8	107 814,8	2 027 828,7	2 027 828,7	91,8	54300,5	69742,0	124042,5	1212973,9	1135328,3	2348302,2	105,2	101,4	1277,63	33620,8
2043	8928,4	1,6	2,5	211 697,4	38,0	0,158	117 108,4	117 108,4	2 144 937,1	2 144 937,1	92,4	52029,3	76912,7	128942,0	1265003,2	1212241,0	2477244,2	100,0	101,4	1350,50	34971,3
2044	8699,8	1,6	2,5	220 397,2	39,5	0,164	112 858,4	112 858,4	2 257 795,6	2 257 795,6	92,3	50523,2	73753,2	124276,4	1315262,4	1285994,2	2601520,6	101,0	101,3	1289,22	36260,5
2045	8656,0	1,6	2,6	229 053,2	41,1	0,171	113 565,7	113 565,7	2 371 361,2	2 371 361,2	92,4	49931,1	75109,9	129040,9	1365457,4	1361104,1	2725661,5	100,8	101,3	1330,68	37591,2
2046	8271,6	1,6	2,6	237 324,8	42,9	0,177	113 420,2	113 420,2	2 486 798,9	2 486 798,9	92,6	48522,0	72810,4	142588,3	1463930,4	2951886,6	2919866,0	100,0	100,0	1291,33	38840,3
2047	8253,4	1,5	2,6	245 578,2	44,0	0,183	112 397,2	112 397,2	2 597 179,0	2 597 179,0	92,7	46830,2	76788,8	123709,8	149188,4	1515909,1	2975097,6	101,2	101,3	1255,90	40045,5
2048	8263,6	1,5	2,6	253 841,7	45,9	0,189	110 714,1	110 714,1	2 707 893,1	2 707 893,1	92,5	46154,4	75721,4	121875,9	1505342,9	1591630,6	3096973,4	101,3	101,4	1229,81	41275,4
2049	7659,3	1,4	2,5	261 501,1	46,9	0,195	104 546,3	104 546,3	2 812 439,4	2 812 439,4	92,7	42133,4	72932,0	115065,4	154476,3	1694562,6	3212038,8	102,0	101,4	1082,76	42578,1
2050	7724,3	1,4	2,6	269 226,4	48,3	0,201	93 898,0	93 898,0	2 908 326,5	2 908 326,5	91,8	45522,0	69742,0	120929,2	1590992,2	172717,9	3118311,7	103,5	101,4	1076,72	43454,4
2051	7453,6	1,3	2,6	276 679,0	49,6	0,206	94 599,7	94 599,7	3 000 935,2	3 000 935,2	92,1	45228,3	64074,4	109302,6	1636227,4	1791392,3	3247219,7	105,9	101,6	1088,74	44543,6
2052	7642,2	1,4	2,7	284 321,1	51,0	0,212	101 814,4	101 814,4	3 102 749,6	3 102 749,6	92,5	45440,1	66645,1	112085,2	1858037,4	1858037,4	3539704,9	101,0	101,3	1110,10	45653,7
2053	7229,3	1,3	2,6	291 550,4	52,3	0,217	101 291,7	101 291,7	3 204 041,3	3 204 041,3	92,9	41168,6	70289,0	114455,6	1722984,1	1928226,4	3651160,5	102,2	101,3	1023,03	46767,7
2054	7078,3	1,2	2,6	298 589,7	53,8	0,223	95 488,0	95 488,0	3 299 589,7	3 299 589,7	92,8	40798,5	67087,1	105923,6	1760810,0	1995413,6	3734229,7	103,1	101,6	961,20	47920,7
2055	6745,0	1,2	2,6	305 103,8	54,7	0,227	93 630,8	93 630,8	3 393 160,7	3 393 160,7	92,8	37673,3	65362,0	103035,0	1794889,1	2060775,6	3859264,7	100,0	101,8	872,39	48510,1
2056	6640,2	1,2	2,6	311 743,9	55,9	0,232	96 864,9	96 864,9	3 490 025,6	3 490 025,6	93,1	39216,3	67328,7	106544,9	1837705,3	2128104,3	3965806,6	103,6	101,7	836,62	49346,7
2057	6462,7	1,2	2,6	318 206,6	57,1	0,237	97 059,5	97 059,5	3 587 085,1	3 587 085,1	93,3	37390,3	69341,1	106731,4	1875095,6	2197445,4	4072541,0	103,8	101,7	815,79	50162,5
2058	6250,6	1,1	2,6	324 457,3	58,2	0,242	94 347,4	94 347,4	3 681 432,5	3 681 432,5	93,4	36809,9	69943,6	103744,4	191896,5	2264389,0	4147268,5	104,1	101,8	770,04	50932,2
2059	6274,3	1,1	2,6	329 424,8	59,3	0,246	90 470,7	90 470,7	3 777 944,2	3 777 944,2	93,6	35239,8	67398,5	104927,2	234293,1	234293,1	4280127,0	103,2	101,9	732,72	51724,4
2060	5744,2	1,0	2,5	336 214,9	60,3	0,250	92 771,9	92 771,9	3 868 666,7	3 868 666,7	93,8	32599,8	69354,0	101953,8	1978427,4	2403647,1	4382074,5	104,8	101,9	686,84	52421,1
2061	5488,7	1,0	2,5	341 703,6	61,3	0,254	92 159,1	92 159,1	3 960 825,7	3 960 825,7	94,0	31979,2	69266,6	101248,8	2010406,6	2472917,6	4483323,2	105,8	102,0	587,50	52929,6
2062	5209,6	0,9	2,4	346 913,2	62,2	0,258	91 964,2	91 964,2	4 052 789,9	4 052 789,9	94,3	28203,3	72792,6	100995,9	2038690,8	2545709,3	4584319,1	106,5	102,1	520,31	53449,9
2063	5084,4	0,9	2,4	351 997,6	63,1	0,262	91 997,6	91 997,6	4 139 493,9	4 139 493,9	94,1	26985,4	66147,9	98323,3	2037695,2	2611857,2	4643652,4	106,3	102,2	514,63	53964,6
2064	4741,1	0,9	2,3	356 738,7	64,0	0,266	86 153,2	86 153,2	4 225 637,1	4 225 637,1	94,5	27777,4	66816,7	94594,1	2095472,6	2678673,9	4774146,5	107,3	102,3	422,91	54375,9
2065	4536,1	0,8	2,3	36																	

Таблица Б.2 – характеристики основных показателей разработки для варианта 2

Годы и Теридоры	Добыча нефли, тыс.т	Темп отбор от извлекаемых запасов, %		Накоплен- ная добыча нефли, тыс.т	Отбор извлекае- мых запасов, %	Кoeffици- ент недрезвле- чения, доп. ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- ненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³					Компенсация отбора закачки % *)		Добыча нефтяного газа, млн.м ³					
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая, гор.вода	годовая хол.тыс.т	годовая всего	накоп. гор.вода	накоп. хол. тыс.т	накоп- ленная всего	годовая	накоп- ленная	годовая	накоп- ленная			
																						3	4	8
2020	1816,9	0,4	0,4	0,0	0,4	0,001	3 956,9	3 956,9	3 956,9	3 956,9	54,1	6415,1	0,0	6415,1	6415,1	0,0	6415,1	6415,1	0,0	6415,1	154,9	154,9	40,27	40,3
2021	3897,1	0,8	0,8	5 714,0	1,2	0,004	11 097,5	11 097,5	15 054,4	15 054,4	64,9	16276,2	0,0	16276,2	22691,3	0,0	22691,3	142,1	145,5	88,59	124,3	145,5	88,59	128,9
2022	5732,7	1,2	1,2	11 446,7	2,3	0,009	22 631,8	22 631,8	37 686,3	37 686,3	74,7	28654,7	0,0	28654,7	51346,0	0,0	51346,0	124,3	132,9	104,6	142,1	132,9	104,6	136,30
2023	7520,5	1,5	1,6	18 967,3	3,8	0,014	44 212,4	44 212,4	81 898,6	81 898,6	83,0	50511,4	0,0	50511,4	101857,4	0,0	101857,4	113,6	122,6	116,2	145,5	122,6	116,2	188,22
2024	8957,5	1,8	1,9	27 924,8	5,7	0,021	71 681,4	71 681,4	153 580,1	153 580,1	87,5	78010,7	0,0	78010,7	179868,1	0,0	179868,1	108,9	116,3	116,3	145,5	116,3	116,3	235,89
2025	10191,1	2,1	2,2	38 115,9	7,7	0,028	106 703,0	106 703,0	260 283,1	260 283,1	90,4	73208,1	38772,3	111980,4	253072,6	38772,3	291848,4	105,1	111,9	105,1	145,5	111,9	105,1	282,07
2026	10983,8	2,2	2,4	49 099,7	10,0	0,037	141 294,1	141 294,1	401 577,2	401 577,2	92,2	68352,7	76305,6	144658,3	321428,9	115077,9	436506,7	103,5	108,8	103,5	145,5	108,8	103,5	337,57
2027	11354,8	2,3	2,6	60 454,6	12,3	0,045	173 066,8	173 066,8	574 643,9	574 643,9	93,4	61880,3	113321,3	175201,6	383300,2	228399,1	611708,3	102,0	106,8	102,0	145,5	106,8	102,0	384,35
2028	11644,3	2,4	2,7	72 098,8	14,6	0,054	200 482,2	200 482,2	775 126,2	775 126,2	94,2	57579,6	146175,5	203755,1	440888,8	374574,6	815463,4	102,5	105,7	102,5	145,5	105,7	102,5	423,30
2029	11601,4	2,4	2,8	83 700,2	17,0	0,062	224 173,9	224 173,9	999 300,0	999 300,0	94,8	53841,0	175275,7	229116,6	494729,7	549850,2	1044580,0	103,2	105,1	103,2	145,5	105,1	103,2	434,23
2030	11275,7	2,3	2,8	94 976,0	19,3	0,071	239 276,6	239 276,6	1 238 578,7	1 238 578,7	95,3	50474,7	195096,2	245570,9	545204,5	744946,4	1290150,9	103,8	104,9	103,8	145,5	104,9	103,8	425,14
2031	10615,6	2,2	2,7	105 591,6	21,4	0,079	223 318,5	223 318,5	1 461 995,2	1 461 995,2	95,2	49534,0	179704,3	229338,3	594738,5	924650,5	1519389,3	104,7	105,9	104,7	145,5	105,9	104,7	367,69
2032	10046,1	2,0	2,6	115 637,7	23,4	0,086	208 765,1	208 765,1	1 670 660,3	1 670 660,3	95,2	48505,2	165763,3	214268,4	643243,7	1094414,0	1733657,7	103,8	104,6	103,8	145,5	104,6	103,8	372,80
2033	9456,4	1,9	2,5	125 094,1	25,4	0,093	194 429,6	194 429,6	1 865 089,9	1 865 089,9	95,1	44959,4	154344,5	199393,9	688203,0	1244848,5	1933051,6	103,7	104,5	103,7	145,5	104,5	103,7	348,33
2034	9136,6	1,9	2,5	134 230,7	27,2	0,100	182 698,6	182 698,6	2 047 788,5	2 047 788,5	95,0	42129,2	145310,6	187439,8	730332,2	1390159,1	2120491,3	103,7	104,4	103,7	145,5	104,4	103,7	332,68
2035	8688,2	1,8	2,4	142 918,9	29,0	0,106	171 731,1	171 731,1	2 219 519,6	2 219 519,6	94,9	39057,5	137115,6	176173,0	769389,7	1527274,0	2296664,3	103,7	104,4	103,7	145,5	104,4	103,7	316,46
2036	8503,5	1,7	2,4	151 422,4	30,7	0,113	162 280,9	162 280,9	2 381 800,5	2 381 800,5	94,8	38407,3	128401,1	166808,8	807796,9	1655676,2	2463473,2	103,9	104,3	103,9	145,5	104,3	103,9	306,21
2037	8294,5	1,7	2,4	159 716,9	32,4	0,119	155 738,2	155 738,2	2 537 538,7	2 537 538,7	94,7	40524,6	119950,8	160475,4	848321,5	1775627,0	2623948,5	104,1	104,3	104,1	145,5	104,3	104,1	294,65
2038	8226,7	1,7	2,5	167 943,6	34,0	0,125	149 853,3	149 853,3	2 687 392,0	2 687 392,0	94,5	43337,5	111391,6	154729,1	891659,0	1887018,6	2778677,6	104,3	104,3	104,3	145,5	104,3	104,3	285,42
2039	8143,4	1,7	2,5	176 086,9	35,7	0,131	144 414,0	144 414,0	2 831 806,0	2 831 806,0	94,4	43157,1	105858,7	149015,8	93416,0	1992877,4	2927693,4	104,3	104,3	104,3	145,5	104,3	104,3	276,66
2040	7960,0	1,6	2,5	184 046,9	37,3	0,137	140 317,2	140 317,2	2 972 123,2	2 972 123,2	94,3	45519,2	98815,2	144334,4	980335,2	2091692,5	3072027,8	103,9	104,3	103,9	145,5	104,3	103,9	269,76
2041	7847,0	1,6	2,5	191 893,9	38,9	0,143	138 491,8	138 491,8	3 110 615,0	3 110 615,0	94,3	44754,5	97280,5	142034,5	1025089,7	2188973,0	3214062,7	103,6	104,3	103,6	145,5	104,3	103,6	266,99
2042	7696,2	1,6	2,6	199 590,1	40,5	0,149	138 412,3	138 412,3	3 249 027,3	3 249 027,3	94,4	44097,3	97651,6	141748,9	1069187,2	2286624,6	3355811,6	103,5	104,3	103,5	145,5	104,3	103,5	263,94
2043	7681,4	1,6	2,6	207 271,5	42,0	0,154	140 015,8	140 015,8	3 389 043,1	3 389 043,1	94,5	42818,6	100618,6	143436,8	1112005,3	2387243,2	3499248,4	103,6	104,2	103,6	145,5	104,2	103,6	263,63
2044	7543,6	1,5	2,6	214 815,1	43,5	0,160	140 293,4	140 293,4	3 529 336,5	3 529 336,5	94,6	40770,7	103050,9	143821,6	1152776,0	2490301,0	3643070,0	103,7	104,2	103,7	145,5	104,2	103,7	259,48
2045	7472,9	1,5	2,7	222 287,9	45,1	0,165	137 459,3	137 459,3	3 666 795,8	3 666 795,8	94,6	40998,8	100079,0	141075,7	1193772,7	2589373,0	3784145,7	103,8	104,2	103,8	145,5	104,2	103,8	254,92
2046	7428,9	1,5	2,7	229 626,8	46,5	0,171	135 620,3	135 620,3	3 803 458,9	3 803 458,9	94,7	40743,7	98735,5	140231,3	1236361,5	2683161,5	3924421,9	104,2	104,2	104,2	145,5	104,2	104,2	245,95
2047	7240,8	1,5	2,7	236 767,6	48,0	0,176	133 379,9	133 379,9	3 936 796,7	3 936 796,7	94,6	43344,4	93700,0	137053,4	1278660,9	2782814,5	4061475,3	103,9	104,2	103,9	145,5	104,2	103,9	240,86
2048	7209,6	1,5	2,8	243 977,2	49,5	0,182	132 177,6	132 177,6	4 068 973,3	4 068 973,3	94,6	43081,8	95006,6	135061,4	1297581,4	2877821,1	4197236,8	103,9	104,3	103,9	145,5	104,3	103,9	236,15
2049	6922,8	1,4	2,8	250 900,1	50,9	0,187	129 656,0	129 656,0	4 198 629,3	4 198 629,3	94,7	40048,7	92639,1	132687,8	1359464,4	2970460,2	4329924,6	103,6	104,1	103,6	145,5	104,1	103,6	227,86
2050	6753,2	1,4	2,8	257 653,2	52,2	0,192	128 781,0	128 781,0	4 327 410,3	4 327 410,3	94,8	36916,5	94460,0	131376,5	1396380,9	3064920,2	4461301,0	103,6	104,1	103,6	145,5	104,1	103,6	223,70
2051	6613,3	1,3	2,8	264 266,5	53,6	0,197	127 930,5	127 930,5	4 455 340,9	4 455 340,9	94,8	37406,8	93041,8	130448,7	1433787,7	3157962,0	4591749,7	103,2	104,1	103,2	145,5	104,1	103,2	220,74
2052	6479,4	1,3	2,8	270 745,9	54,9	0,202	126 735,3	126 735,3	4 582 076,2	4 582 076,2	94,9	34061,2	95345,7	129406,8	1467848,9	3253307,6	4721156,5	103,4	104,1	103,4	145,5	104,1	103,4	216,46
2053	6270,6	1,3	2,8	277 016,4	56,1	0,206	124 737,9	124 737,9	4 706 814,1	4 706 814,1	95,0	32389,0	95067,7	127456,7	1500337,9	3348375,4	4848613,2	103,5	104,1	103,5	145,5	104,1	103,5	209,69
2054	6075,0	1,2	2,8	283 091,4	57,4	0,211	120 216,1	120 216,1	4 827 030,2	4 827 030,2	94,9	32931,5	89944,5	1258316,9	1533169,3	3438319,9	4971489,2	103,5	104,0	103,5	145,5	104,0	103,5	202,50
2055	5802,8	1,2	2,8	288 894,2	58,6	0,215	116 384,0	116 384,0	4 943 414,2	4 943 414,2	95,0	32416,3	86689,6	119105,9	1565885,6	3525009,5	5090595,1	103,7	104,0	103,7	145,5	104,0	103,7	192,08
2056	5543,7	1,1	2,7	294 437,9	59,7	0,219	110 348,2	110 348,2	5 053 762,4	5 053 762,4	95,0	30785,5	82087,9	112873,4	1596371,2	3607097,4	5203468,6	103,6	104,0	103,6	145,5	104,0	103,6	180,12
2057	5365,3	1,1	2,7	299 803,2	60,8	0,223	106 819,6	106 819,6	5 160 581,9	5 160 581,9	95,0	28417,4	80692,3	109109,0	1624788,6	3687789,7	5312578,3	103,5	104,0	103,5	145,5	104,0	103,5	172,16
2058	5118,3	1,0	2,6	304 921,6	61,8	0,227	99 807,0	99 807,0	5 260 389,0	5 260 389,0	94,9	26503,3	75327,1	101830,3	1651291,8	3763116,8	5414408,6	103,5	104,0	103,5	145,5	104,0	103,5	163,37
2059	4929,7	1,0	2,6	309 851,2	62,8	0,231	94 820,2	94 820,2	5 355 209,2	5 355 209,2	94,8	23942,7	72781,1	96723,7	1675234,5	3858089,9	5511132,4	1						

Table with columns: Годы и периоды, Добыча нефти, тыс. т, Temp отбор от извлекаемых запасов, %, Накопленная добыча нефти, тыс. т, Отбор извлекаемых запасов, %, Коэффициент нефтянения, нефтяная ед., Годовая добыча жидкости, тыс. т, Накопленная добыча жидкости, тыс. т, Соборность продукции, %, Занятая рабочих агентств, тыс. нм3, Компенсация отбора закачной %, Добыча нефтяного газа, млн. нм3. Rows include years from 2020 to 2124.

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 Н.Г. Квеско
«29» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Скважинная добыча сверхвязких нефтей на примере Русского месторождения

Руководитель Н.Г. Квеско зав. кафедрой, д-р. техн. наук Н.Г. Квеско
подпись, дата

Выпускник М.Д. Жданов М.Д. Жданов
подпись, дата

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

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

Красноярск 2021