

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



НЕЩАДИМОВ РОМАН АЛЕКСАНДРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА К
РАЗДЕЛЕНИЮ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Мулявин Семён Фёдорович

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N.....	13
1.1 Сведения о геологическом строении пластов месторождения N	13
1.2 Показатели разработки месторождения в целом	28
1.3 Показатели разработки объекта БС10.....	31
1.4 Показатели разработки объекта БС11.....	38
1.5 Определение зависимости вероятности подключения пластов (пропластков) в работу от относительной проницаемости и гидропроводности	42
1.6 Изучение возможности разделения добычи нефти между пластами БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 на основании геохимических методов..	47
ГЛАВА 2 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ К РАЗДЕЛЕНИЮ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ.....	55
2.1 Инструментальные методы разделения добычи и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов	55
2.2 Расчётные методы разделения добычи и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов	60
ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ.....	70
3.1 Проблемные аспекты разделения добычи.....	70

3.2	Определение обводнённости продукции каждого из совместно эксплуатируемых пластов	74
3.3	Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов	81
3.4	Совершенствование критериев для принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации	85
ГЛАВА 4 АПРОБАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ		89
4.1	Динамика показателей разработки на участке апробации методики разделения добычи и закачки	89
4.2	Разделение добычи за весь период разработки участка	91
4.3	Рекомендации по совершенствованию системы разработки на участке апробации методики разделения	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		100
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ		102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		103
Приложение А (справочное) Геолого-физическая характеристика месторождения N		116
Приложение Б (справочное) Отчёт о реализации проекта «изучить возможность применения метода «отпечатков пальцев» для разделения добычи нефти»		117
Приложение В (справочное) Заключение по комплексу геофизических исследований в скважине 1		118
Приложение Г (справочное) Параметры совместной эксплуатации на месторождениях Западной Сибири		127

Приложение Д (справочное) Выкопировка из дополнения к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения N ХМАО-Югры Тюменской области.....	139
Приложение Е (справочное) Акт о внедрении.....	141
Приложение Ж (справочное) Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ	142
Приложение З (справочное) Выкопировка из протокола НТС	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Значительная доля месторождений, разрабатываемых на территории Российской Федерации, является многопластовыми. Количество продуктивных пластов на подобных месторождениях может достигать нескольких десятков. При этом часть продуктивных пластов не обладает достаточным количеством запасов для выделения их в самостоятельные эксплуатационные объекты для разработки отдельной сеткой скважин. Данные обстоятельства приводят к появлению проблемы выделения и обоснования эксплуатационных объектов. Объединение нескольких пластов в единый объект разработки позволяет достичь рентабельных дебитов нефти и сократить капитальные затраты на бурение и обустройство скважин. Кроме этого, совместная эксплуатация пластов может иметь большое значение на более поздних стадиях разработки. В таком случае осуществляется совместная разработка нескольких высокообводнённых пластов, самостоятельная работа которых не может обеспечить рентабельный дебит нефти. Объединение пластов для совместной разработки при этом производится при достижении определённого процента обводнения. Положительный эффект достигается не только за счёт увеличения дебита нефти после мероприятия, но и за счёт уплотнения сетки скважин, что позволяет увеличить коэффициент охвата и повысить конечный КИН. Одновременно со значительными преимуществами объединение пластов в единый эксплуатационный объект имеет ряд существенных недостатков, в первую очередь связанных с усложнением процесса контроля и регулирования разработки. В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 356 от 14 июня 2016 г. «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» учёт добычи нефти, воды и закачки рабочего агента необходимо выполнять отдельно по залежам и пластам, объединённым в один эксплуатационный объект. Следующим за разделением добычи этапом становится определение остаточных запасов каждого из продуктивных пластов и планирование геолого-технических

мероприятий, направленных на их выработку. Значительные неопределённости, возникающие при анализе текущего состояния разработки в условиях совместной эксплуатации пластов, становятся причиной низкой эффективности проектных геолого-технических мероприятий. Значимость совместной эксплуатации пластов постепенно возрастает в условиях перехода месторождений на заключительные стадии разработки. Связано это с постепенным истощением высокопродуктивных пластов и необходимостью вовлечения в разработку второстепенных объектов с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Например, на месторождениях в районе г. Когалым 21 % фонда находится в совместной эксплуатации и обеспечивает 15 % добычи нефти. В сложившихся условиях изучение особенностей совместной эксплуатации нефтяных пластов и поиск подходов к повышению качества контроля и регулирования разработки является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования. Вопросам разделения добычи при совместной эксплуатации нескольких пластов, а также особенностям контроля и регулирования разработки многопластовых объектов посвящены труды А. Е. Алтунина, Б. Т. Баишева, А. В. Барышникова, А. Д. Бекмана, Ю. Е. Батурина, Д. Р. Гильмиева, Л. Ф. Дементьева, А. С. Каналина, А. П. Коваленко, И. Б. Митякина, А. А. Морозова, А. А. Ручкина, М. В. Семухина, А. В. Сорокина, А. В. Степанова, С. В. Степанова, Н. А. Суханова, А. Н. Янина, С. С. Onwunyili, М. О. Onyekonwu, S. Plotno, J. Rafiee, С. М. С. Serrano, P. Sarma.

Использование геохимических исследований для разделения добычи нефти между пластами представлено в работах А. В. Ермоловского, А. Я. Куклинского, В. В. Муляка, К. Ю. Муринова, А. S. Ahmed, С. D. Barrie, W. A. England, R. J. Hwang, R. L. Kaufman, M. A. McCaffrey, X. Nouvelle, S. R. Larter.

Цель диссертационной работы - повышение эффективности разработки многопластовых месторождений с учётом разделения скважинной продукции в условиях совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов.

Основные задачи исследования

1. Выполнить критический анализ разработки, направленный на обоснование вероятности подключения пропластков в работу в условиях совместной эксплуатации и граничных значений проницаемости или гидропроводности на примере нефтяного месторождения, содержащего два и более геологических пласта.
2. Уточнить критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации.
3. Усовершенствовать методику разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов.
4. Провести апробацию методики разделения добычи на одном из многопластовых месторождений Западной Сибири. Составить программу мероприятий, направленную на повышение эффективности разработки в условиях совместной эксплуатации нефтяных пластов.
5. Выявить условия применения геохимических методов для разделения добычи нефти между пластами одного объекта, приуроченного к нижнемеловым отложениям, в условиях совместной эксплуатации пластов.

Объектом исследования являются эксплуатационные объекты нефтяных месторождений.

Предметом исследования являются скважины с совместной эксплуатацией двух и более пластов.

Научная новизна работы

1. Выявлена вероятность подключения пропластков в работу в зависимости от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин. Определены граничные значения гидропроводности для добывающих и проницаемости для нагнетательных скважин, ниже которых пропластки не подключаются в работу в условиях совместной эксплуатации.
2. Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов с учётом гидропроводности пластов, начальных

пластовых давлений и расстояния между пластами.

3. Усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет выполнять разделение добычи по каждой скважине и уточнять остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Для условий одного из месторождений Западной Сибири на основании геохимических исследований выделены геохимические коэффициенты, позволяющие выполнить разделение добычи нефти между совместно разрабатываемыми пластами БС10/1 и БС10/2 объекта БС10.

Теоретическая и практическая значимость работы

Корректное разделение добычи и закачки между пластами дает возможность локализовать остаточные запасы нефти по разрезу и повысить эффективность совместной эксплуатации нескольких пластов.

Результаты разделения добычи нефти применены при составлении «Дополнения к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения N XMAO-Югры Тюменской области».

В зонах локализации остаточных запасов месторождения N составлена программа геолого-технических мероприятий, направленная на повышение эффективности совместной разработки пластов, что позволит дополнительно добыть 271 тыс. т нефти.

В результате геохимических исследований проб нефти из скважин с индивидуальным вскрытием пластов определены геохимические коэффициенты характерные для пластов БС10/1 и БС10/2, которые были использованы для определения доли нефти каждого из пластов в общей продукции скважины с совместной эксплуатацией.

Введение дополнительных и уточнённых критериев объединения пластов для совместной эксплуатации позволит обеспечить более равномерную выработку

запасов и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти.

На основе результатов диссертационной работы получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Номер свидетельства: RU 2022612753).

Методология и методы исследования. Методологической основой для проведения исследования послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации пластов, а также практический опыт разработки залежей нефти. При проведении исследования использовался общенаучный подход и следующие методы научного познания: геолого-промысловый анализ, анализ промыслово-геофизических и геохимических исследований, а также геолого-гидродинамическое моделирование и методы математической статистики.

Положения, выносимые на защиту

1. Зависимость вероятности подключения в работу пропластков от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин, граничные значения гидропроводности для добывающих и проницаемости для нагнетательных скважин, ниже которых пропластки не подключаются в работу в условиях совместной эксплуатации.

2. Уточнённые критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации, определённые на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов, с учётом гидропроводности пластов, начальных пластовых давлений и расстояния между пластами.

3. Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет выполнять разделение добычи по каждой скважине и уточнять остаточные запасы нефти по пластам, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Определённые по результатам геохимических исследований геохимические коэффициенты для идентификации нефти пластов БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 на одном из месторождений Западной Сибири.

Личный вклад автора состоит в обзоре литературных источников, выявлении геолого-физических особенностей и проблематики совместной эксплуатации нескольких пластов; в планировании и интерпретации геохимических исследований, в сборе фактических промысловых данных; усовершенствовании методики принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации; усовершенствовании методики разделения добычи нефти, жидкости и закачки; в проведении расчёта разделения добычи на участке месторождения N, в подборе геолого-технических мероприятий для повышения эффективности системы разработки; в апробации основных положений и выводов; в подготовке публикаций.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается согласованностью аналитических выкладок, результатов гидродинамического моделирования, геохимических и промыслово-геофизических исследований с фактически достигнутыми технологическими показателями разработки на реальных объектах разработки.

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на следующих научно-практических конференциях: национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2021); XVIII международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, 2022); IX международной научно-технической конференции-конкурсе «Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании» (Тюмень, 2022); международной научно-практической конференции «Научная территория: технологии и инновации» (Тюмень, 2022); XVIII международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы

недропользования» (Санкт-Петербург, 2023); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2023); международном форуме «Нефть и газ 2023» (Москва, 2023); международном форуме «Нефть и газ 2024» (Москва, 2024); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2024); международной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2024); XVI международном научно-техническом конгрессе «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс 2025» (Тюмень, 2025), XVI международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Нижневартовск, 2025), конкурсе на лучшую научно техническую-разработку молодых учёных и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Тюмень, 2026).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 10 печатных работах, в том числе в 5 изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, пункту 2 – «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, теплообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 4 – «Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-

дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования».

Структура и объем работы. Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 9 таблиц и 43 рисунка. Состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений, библиографии, включающей 110 наименований и восьми приложений.

Автор выражает особую благодарность научному руководителю д.т.н. Мулявину С. Ф. и коллегам из ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за практические советы и обеспечение внедрения результатов данной работы.

ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

1.1 Сведения о геологическом строении пластов нефтяного месторождения N

Месторождение N располагается в северо-восточной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайший крупный населённый пункт – г. Когалым. Другими крупными городами в районе месторождения являются г. Сургут и г. Ноябрьск.

Месторождение открыто в 1978 году, введено в разработку в 1982 году.

Выделяются следующие особенности геологического строения месторождения N:

- а) По извлекаемым запасам нефти месторождение относится к категории крупных.
- б) Коллекторы с зонами литологических замещений.
- в) Изменчивость коллекторских свойств в пределах одного пласта.
- г) Невыдержанность нефтенасыщенных толщин.

Учитывая совокупность представленных факторов, месторождение отнесено по сложности геологического строения ко II группе сложности («сложное» или «очень сложное»).

В разрезе месторождения N продуктивными являются верхнеюрский, ачимовский и неокомский нефтегазоносные комплексы.

В литолого-стратиграфическом разрезе горизонта БС10 месторождения N идентифицировано три продуктивных пласта: БС10/0 (водоносный горизонт), БС10/1 и БС10/2.

Продуктивный пласт БС10/1 представлен тремя залежами. По типу залежи относятся к нефтяным, пластовым, сводовым; одна из залежей – литологически ограниченная. Продуктивный пласт БС10/2 представлен шестью залежами. По типу залежи относятся к нефтяным, пластовым, сводовым, литологически ограниченным. Одна из залежей полностью литологически ограниченная. Залежи

горизонта БС10 находятся в разработке, единственным исключением являются незначительные по площади и запасам залежи в районе скважины 301П.

В литолого-стратиграфическом разрезе горизонта БС11 идентифицировано три продуктивных пласта: БС11/1, БС11/1а и БС11/2.

Продуктивный пласт БС11/1 представлен пятью залежами. По типу залежи относятся к нефтяным пластовым, сводовым, литологически ограниченным. Продуктивный пласт БС11/1а представлен двумя залежами. По типу залежи относятся к нефтяным, структурно-литологически и литологически ограниченным. Продуктивный пласт БС11/2 представлен девятью залежами. По типу две залежи относятся к пластовым, сводовым, две имеют литологические ограничения, три залежи относятся к массивным. На 01.01.2024 в разработку вовлечены девять залежей данного горизонта.

В литолого-стратиграфическом разрезе ачимовского комплекса на исследуемом месторождении выделены следующие продуктивные пласты: БС16, БС18/1 и БС18/2. Данный комплекс представлен четырьмя мелкими нефтяными залежами: одна залежь пластовая, сводовая, две пластовые, сводовые, литологически ограниченные и одна пластовая, литологически ограниченная

Промышленная нефтеносность верхнеюрского нефтегазоносного комплекса на месторождении N связана с васюганской свитой – пласт ЮС1. В границах данного комплекса локализовано 17 залежей. По типу залежи в основном пластовые сводовые, реже – литологически ограниченные и тектонически-экранированные.

На дату анализа месторождение характеризуется высокой степенью изученности разведочным и эксплуатационным бурением, двумерной и трёхмерной сейсморазведкой. Доля запасов категории В1 и В2 составляет менее 5 %. Перспективы по расширению контуров нефтеносности сохраняются только в южной части горизонтов БС10 и ЮС1.

Выкопировки из карт совмещённых контуров по всем нефтеносным горизонтам представлены на рисунках (рисунок 1.1, рисунок 1.2, рисунок 1.3, рисунок 1.4).

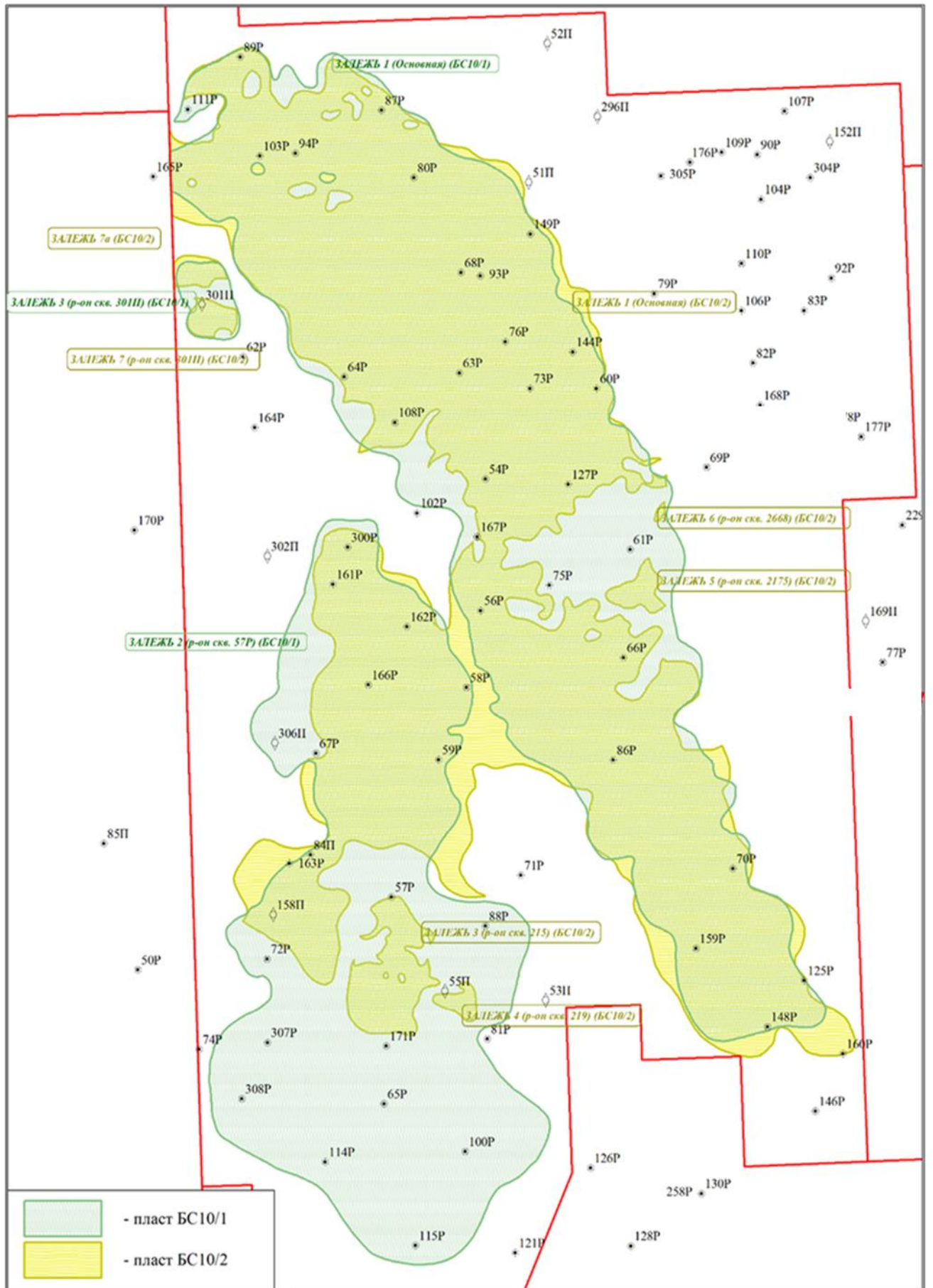


Рисунок 1.1 – Схема совмещенных контуров нефтеносности горизонта BC10

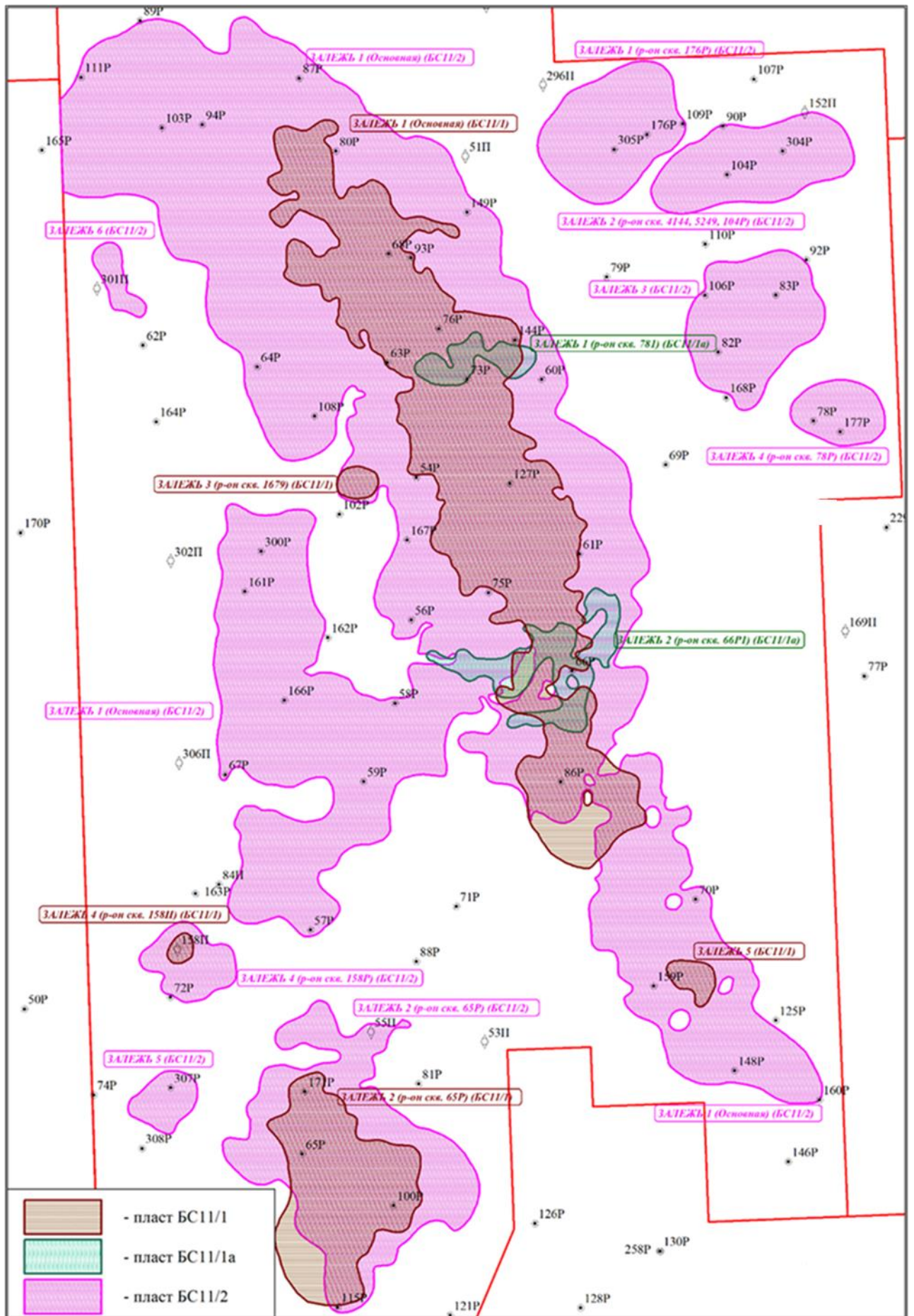


Рисунок 1.2 – Схема совмещенных контуров нефтеносности горизонта BC11

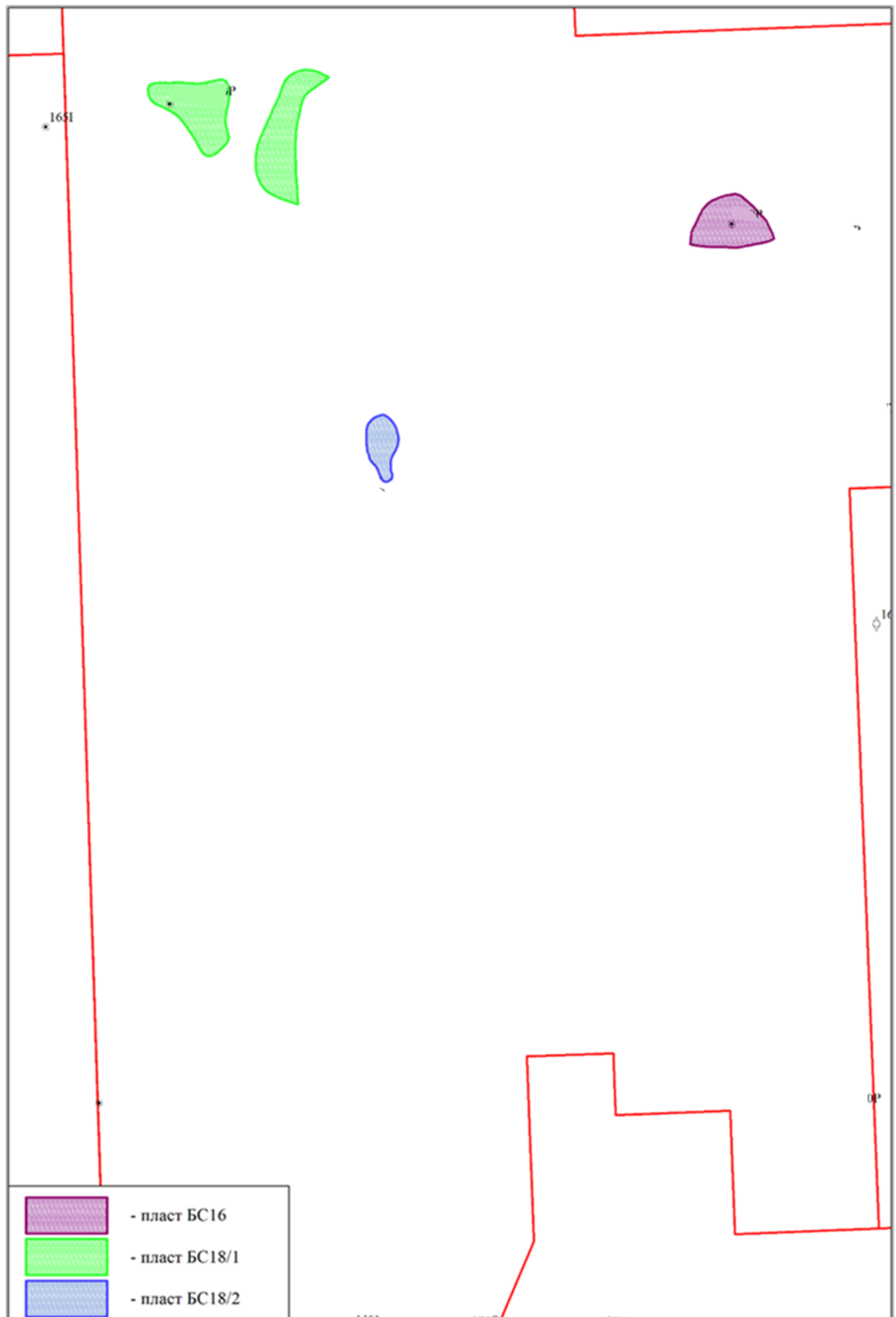


Рисунок 1.3 – Схема совмещенных контуров нефтеносности пластов ачимовской
ТОЛЩИ

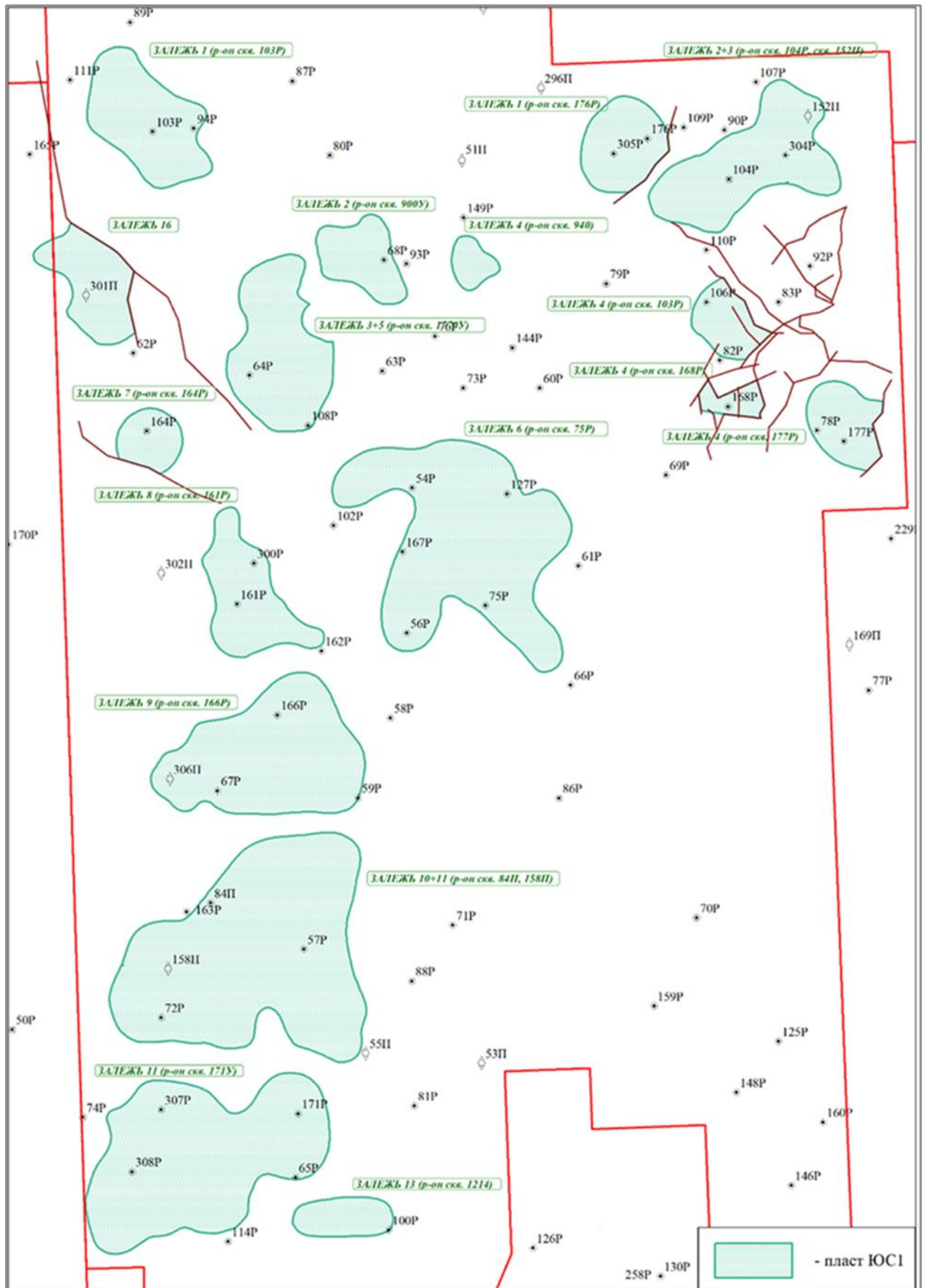


Рисунок 1.4 – Схема совмещенных контуров нефтеносности пластов верхнеюрских отложений

Преобладающая часть начальных запасов нефти исследуемого месторождения локализована в горизонтах БС10 и БС11. Пластам основных горизонтов свойственно распространение коллекторов в пределах всей или значительной части лицензионного участка.

За исключением пласта БС10/1, пласты комплекса БС демонстрируют гетерогенную структуру, образованную совокупностью литологически обособленных тел. Данные геологические образования отличаются высокой вертикальной и латеральной неоднородностью. Пласты БС11/1а, БС16, БС18/1 и БС18/2 имеют ограниченное площадное развитие по площади, формируя дискретные зоны проницаемых отложений. Количественная оценка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) с распределением по продуктивным горизонтам представлена на рисунке 1.5. Геолого-физическая характеристика пластов приведена в приложении А. Геологический разрез месторождения N представлен на рисунке 1.6.

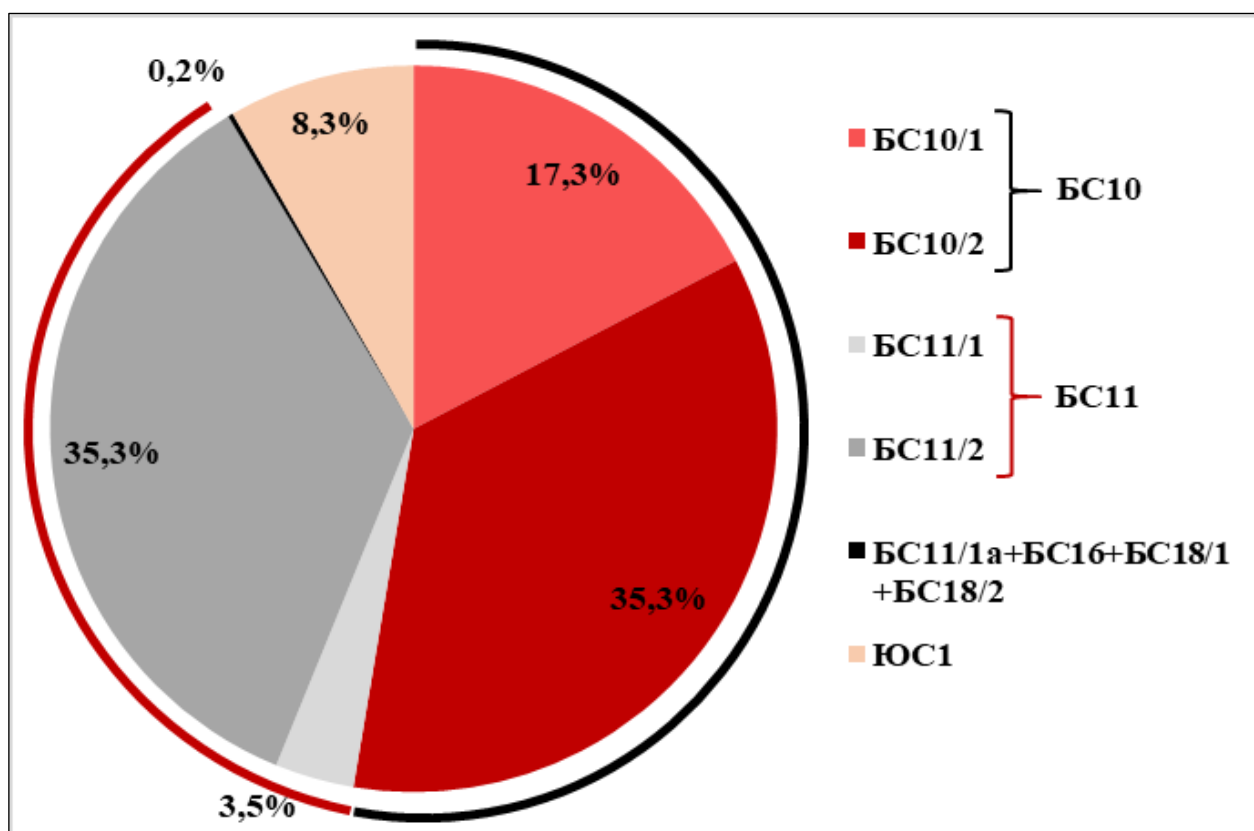


Рисунок 1.5 – Распределение начальных извлекаемых запасов между продуктивными пластами месторождения N

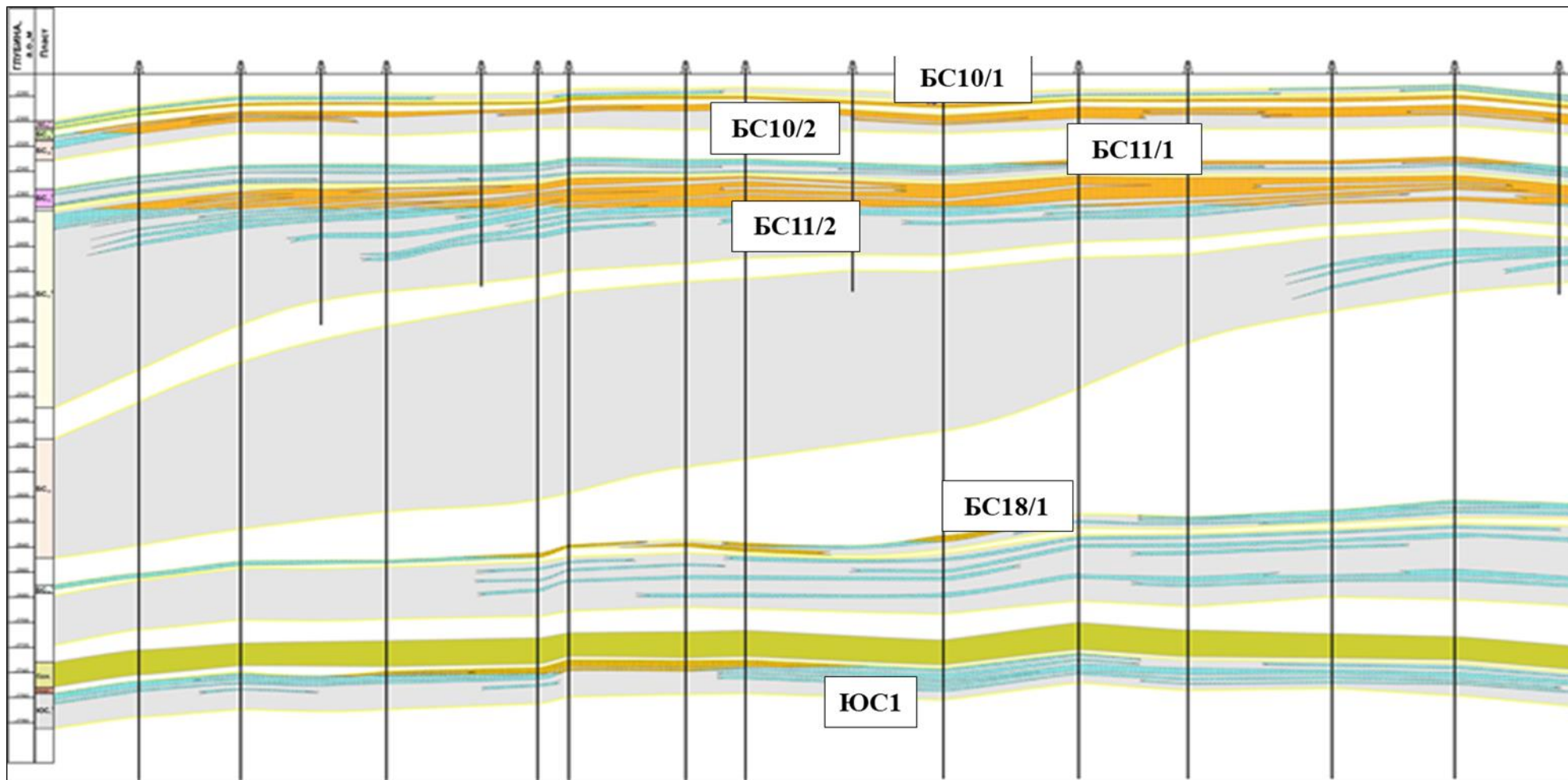


Рисунок 1.6 – Геологический разрез месторождения N

Далее в работе будут подробно изучены особенности геологического строения только горизонтов БС10 и БС11 по причине того, что на них приходится большая часть извлекаемых запасов нефти, текущей и накопленной добычи, а также они имеют наибольшее значение с точки зрения изучения результатов совместной эксплуатации пластов.

Основные особенности геологического строения пласта БС10/1:

а) низкие фильтрационные свойства, связанные с преобладанием алевролитов в составе коллектора;

б) высокая остаточная водонасыщенность по причине формирования пласта на основании глинистого цемента хлорита и гидрослюды;

в) монолитный коллектор, реже расчленён на несколько пропластков карбонатизированными или глинистыми разностями;

г) в северо-западной части поднятия находится единственная существенная зона глинизации пласта;

д) зоны максимальных эффективных толщин расположены в центральной и юго-восточной части поднятия;

е) в северной части восточного купола (Залежь 2) присутствуют зоны слияния пласта БС10/1 и БС10/2 с образованием единой гидродинамической системы;

ж) высока доля чистонефтяной зоны (ЧНЗ) – 85 % от всей площади пласта;

з) водонасыщенный пласт БС10/0 с коллекторскими свойствами, сопоставимыми с БС10/1, выделяется по всей площади распространения нефтеносного коллектора.

Карта нефтенасыщенных толщин пласта БС10/1 представлена на рисунке 1.7.

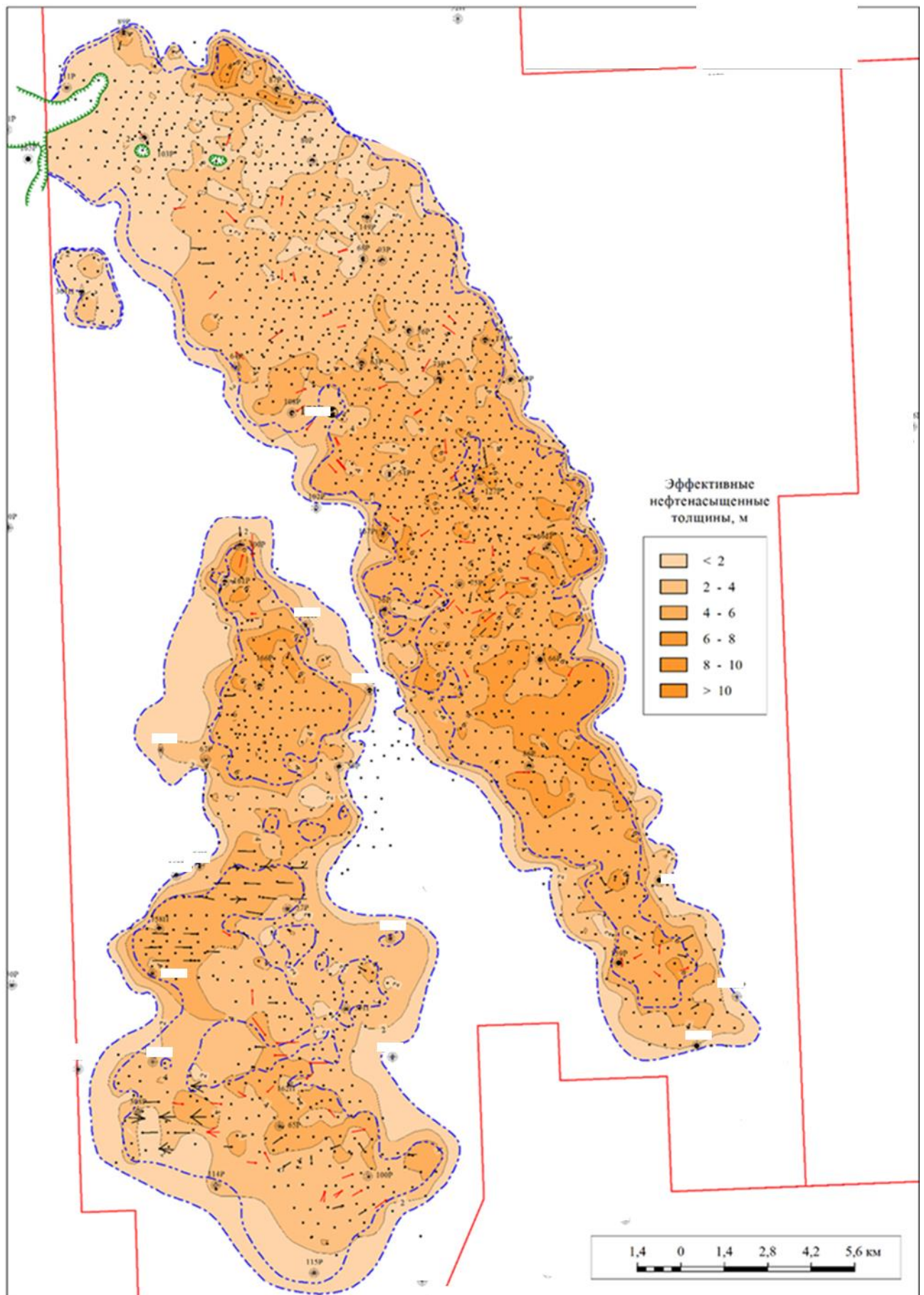


Рисунок 1.7 – Карта нефтенасыщенных толщин. Пласт БС10/1

Пласт БС10/2 расположен ниже по разрезу относительно БС10/1, будучи отделённым от него глинистым слоем толщиной от трёх до шести метров. В верхней части данной перемычки отмечаются алевролитовые включения. Характерные особенности геологического строения пласта БС10/2 включают:

а) преобладание песчаников в составе коллектора с каолиновым глинистым цементом, обеспечивающим повышенную проницаемость. Проницаемые интервалы разделены прослоями с повышенной глинизацией или карбонатной минерализацией;

б) глинизация имеет ограниченное распространение на северном крыле структуры и обширное развитие в центральной и юго-западной части пласта;

в) линзовидное распределение маломощных проницаемых отложений в южной и центральной части пласта;

г) выраженная изменчивость эффективных толщин, обусловленная фациальной неоднородностью седиментационных условий.

Карта нефтенасыщенных толщин пласта БС10/2 представлена на рисунке 1.8.

Распределение эффективных толщин пласта БС10/2 по площади обусловлено различными фациальными условиями осадконакопления, отличающимися по времени образования и источникам сноса осадочного материала.

Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются фации барьерных островов сублиторали, расположенные в северо-восточной части поднятия N. Наихудшие свойства соответствуют фациям верхней зоны пляжа, которые имеют локальное развитие в центральной части месторождения. Промежуточное положение по качеству свойств коллектора занимают фации нижней зоны пляжа, представленные в юго-восточной части месторождения.

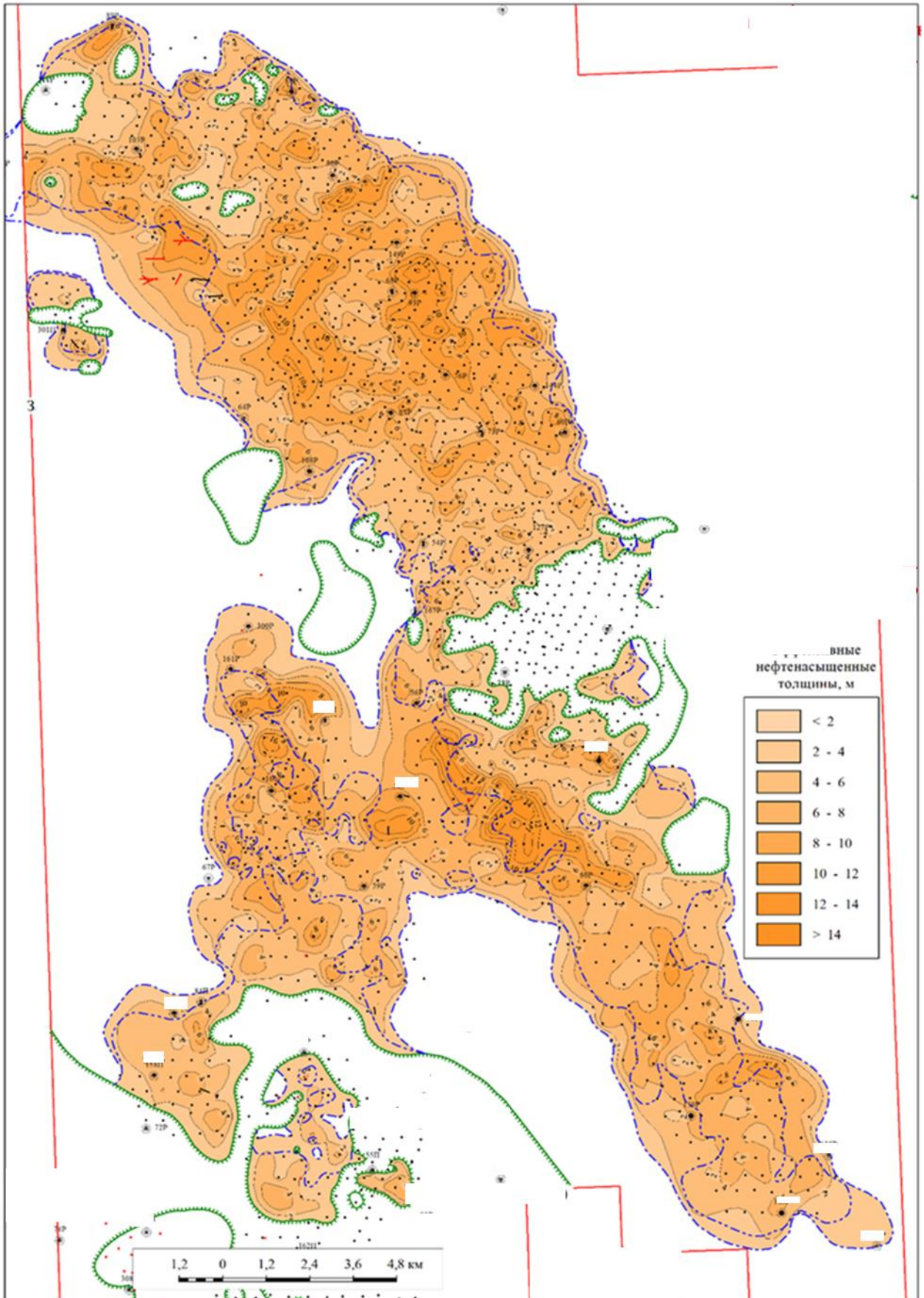


Рисунок 1.8 – Карта нефтенасыщенных толщин. Плост БС10/2

В пространственном распределении нефтенасыщенные интервалы пласта БС10/1 преимущественно перекрывают залежи БС10/2. Отклонение от этой закономерности наблюдается в двух зонах: межзалежном прогибе (между залежами 1 и 2), где БС10/1 имеет насыщение водой; на ограниченных участках в юго-западной части структуры.

Пласт БС11/1 залегает под савуйскими глинистыми отложениями мощностью 20–25 м, формирующими выдержанный флюидоупор для подстилающих нефтяных залежей. Он представлен песчаниками с чередованием алевролитовых и глинистых прослоев. В отдельных скважинах отмечается полное замещение коллекторских разностей глинистыми фациями.

Характерной особенностью является выраженная литолого-фациальная изменчивость. В центральной части структуры разрез представлен серией проницаемых песчаных тел толщиной от одного до трёх метров, разделённых глинистыми прослоями и объединённых в верхнюю (5–6 м) и нижнюю (3–5 м) пачки. Распространённые в разрезе глинистые интервалы имеют толщину до полутора метров.

Максимальные мощности песчаных отложений приурочены к южной части месторождения, с близкими по характеристикам зонами на северо-западном и юго-восточном периклиналях, а также северо-восточном крыле основного поднятия. Нефтеносность пласта БС11/1 отмечается в наиболее приподнятых структурных элементах.

Карта нефтенасыщенных толщин пласта БС11/1 приведена на рисунке 1.9.

Пласт БС11/1а локализован в глинистой пачке между пластами БС11/1 и БС11/2, отличается площадной дискретностью распространения, сниженными фильтрационно-ёмкостными характеристиками и классифицируется как второстепенный объект на месторождении. На дату анализа разработка пласта не осуществляется. Карта нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 1.10.

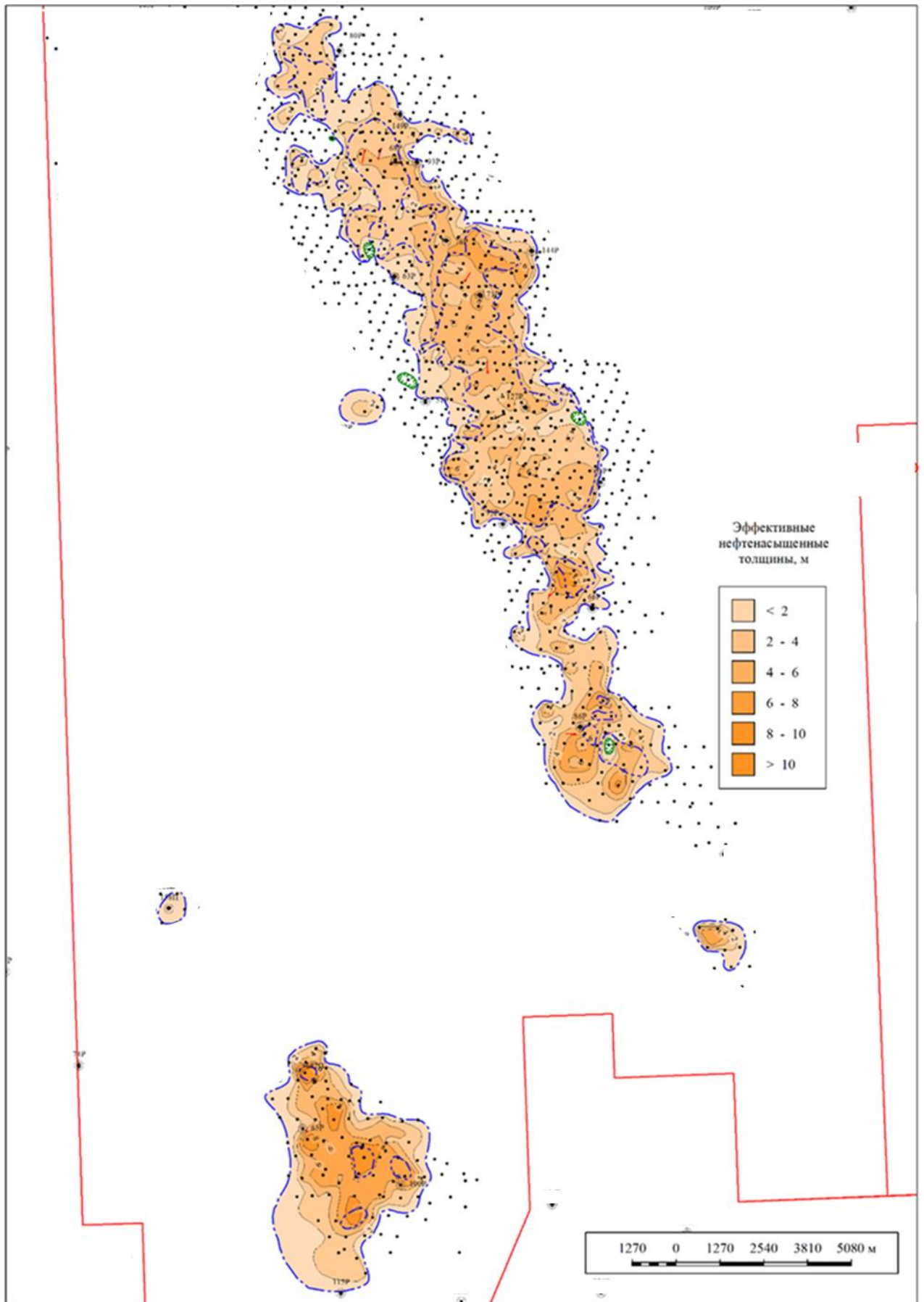


Рисунок 1.9 – Карта нефтенасыщенных толщин. Пласт БС11/1



Рисунок 1.10 – Карта нефтенасыщенных толщин. Пласт БС11/1а

Пласт БС11/1 и нижележащий продуктивный пласт БС11/2 разделены пачкой глинистых пород толщиной от шести до восьми метров. Разделяющая пачка глин выдержана по всей площади структуры и обеспечивает надёжную гидроизоляцию пластов друг от друга.

Основу коллектора составляет мелкозернистый песчаник с периодически встречающимися пропластками глин и алевролитов. Наибольшие эффективные толщины приурочены к северо-западной части месторождения. В то же время, по площади месторождения эффективная толщина изменяется в значительном диапазоне от 1,8 до 55,9 м (17,7 м в среднем). Наиболее значительно сокращение толщин происходит в юго-восточном направлении и достигает четырёх метров.

Характерной особенностью геологического строения пласта БС11/2 является неоднородность распределения коллекторских свойств по площади. Причиной этого является заполнение бассейна коллектора песчано-алевролитовыми отложениями начиная с юга. В результате в южной части коллектор представлен изолированными линзами, простирающимися в северном направлении. При движении в северном направлении наблюдается значительное усиление процесса осадконакопления, что привело к постепенному слиянию проницаемых тел и формированию достаточно монолитного коллектора с наличием глинизации в подошвенной части пласта. Карта нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 1.11.

1.2 Показатели разработки месторождения в целом

По состоянию на 01.01.2024 в разработке находятся объекты БС10, БС11 и ЮС1. Разработка объектов осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД), объект БС10 и БС11 – с 1984 года, ЮС1 – с 1999 года. Объект БС16,18 эксплуатировался с 2005 года на протяжении четырёх лет единственной скважиной 103Р.

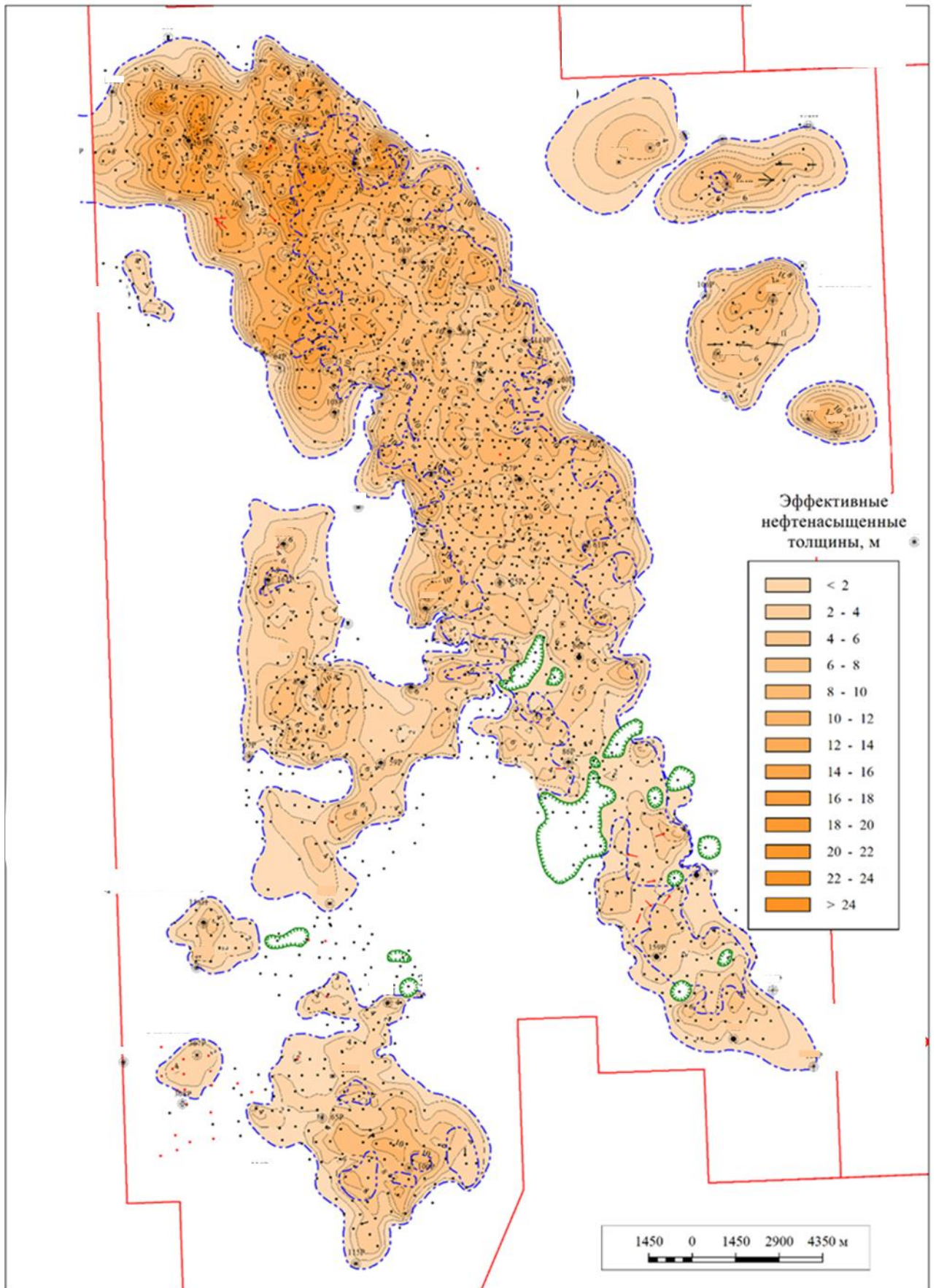


Рисунок 1.11 – Карта нефтенасыщенных толщин. Пласт BC11/2

За 2023 год добыча нефти по месторождению составляет 1608,2 тыс. т, жидкости – 28793,8 тыс. т, закачка воды – 28111,7 тыс. м³ при проектных уровнях добычи нефти – 1848,3 тыс. т, добыче жидкости – 34066,6 тыс. т и закачке – 35001,1 тыс. м³.

С начала разработки месторождения добыто 160502 тыс. т нефти, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) категорий АВ₁ составляет 83,1 % при текущей обводнённости 94,4 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,307 (при утверждённом – 0,370 по категории АВ₁). Накопленная добыча жидкости составляет 891365 тыс. т, водонефтяной фактор текущий равен 16,9, накопленный – 4,6. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой по месторождению в целом – 101,6 % при закачке воды в объеме 960245 тыс. м³ (рисунок 1.12). На 1 т добытой нефти приходится 6 м³ закачанной в пласт воды, на 1 т жидкости – 1,1 м³. Удельная добыча нефти на 2120 скважин балансового фонда месторождения – 75,7 тыс. т.

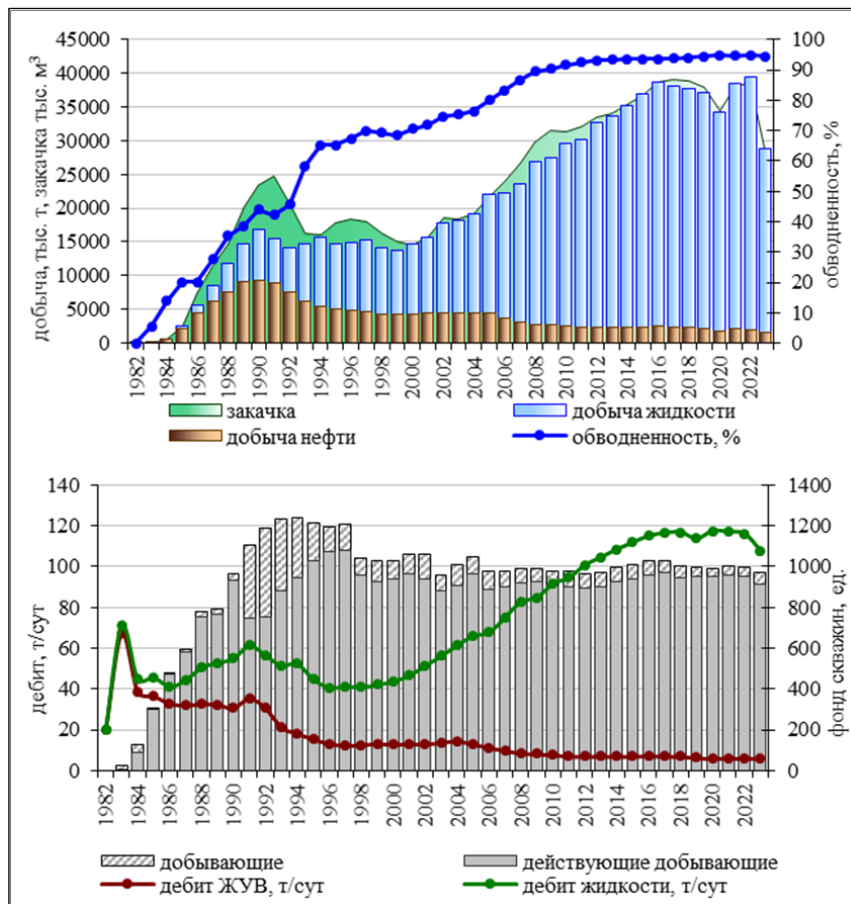


Рисунок 1.12 – Динамика технологических показателей разработки.

Месторождение N в целом

Основным объектом, определяющим добычу нефти по месторождению, является объект БС10. В динамике за всю историю разработки месторождения наблюдается уменьшение доли добычи нефти на объекте БС11 с 55 до 16 %, увеличение долей на объекте БС10 с 48 до 69 % и на объекте ЮС1 до 15 %, рисунок 1.13.

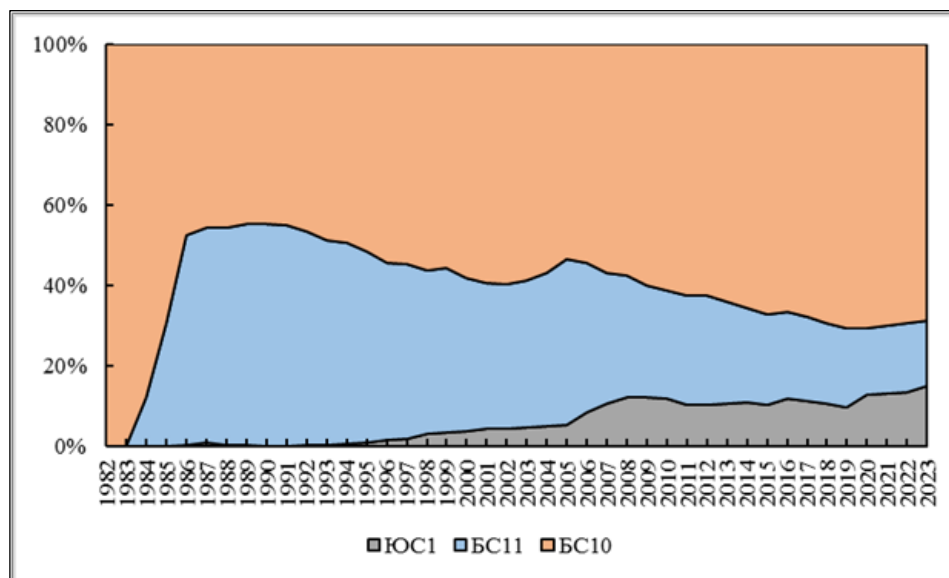


Рисунок 1.13 – Распределение годовой добычи нефти по объектам за историю разработки

1.3 Показатели разработки объекта БС10

Ввод в разработку объекта БС10 выполнен в 1982 году. Система разработки трёхрядная, скважины размещены по треугольной сетке, расстояние от нагнетательного до добывающего составляет 600 м, между добывающими рядами – 500 м, расстояние между скважинами в ряду – 500 м.

Сетка скважин уплотнена за счёт переводов с объектов БС11 и ЮС1 скважинами, выполнившими своё проектное назначение. Переводы скважин также использованы для создания дополнительных очагов заводнения.

Уплотнение сетки скважин на пласте БС10/1, кроме переводов, выполнено путём бурения боковых стволов с преимущественно горизонтальным заканчиванием, что позволило дренировать дополнительные запасы относительно применения ННС.

Краткая характеристика фонда скважин объекта БС10 на 01.01.2024:

- а) Общий балансовый фонд – 1537 скважин (1035 – добывающих, 502 – нагнетательных);
- б) Эксплуатационный добывающий фонд – 774 скважины;
- в) Действующий добывающий фонд – 731 скважина;
- г) Бездействующий добывающий фонд – 43 скважины;
- д) Эксплуатационный нагнетательный фонд – 424 скважины;
- е) Действующий нагнетательный фонд – 393 скважины;
- ж) Бездействующий нагнетательный фонд – 30 скважин;
- з) В консервации – 166 скважин;
- и) В ликвидации – 113 скважин;
- к) Пьезометрический фонд – 60 скважин.

Следует отметить, что весь фонд добывающих скважин механизирован электроприводными центробежными насосами. Соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным составляет 1,9.

На долю объекта БС10 приходится 69 % текущей и 55 % накопленной добычи нефти месторождения. По состоянию на 01.01.2024 накопленная добыча нефти составила 87526 тыс. т, достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0,341. Жидкости с начала разработки отобрано 543585 тыс. т, накопленный водонефтяной фактор – 5,2 т/т.

В 1990 году был достигнут максимальный уровень добычи нефти, который составил 4203,6 тыс. т, что соответствовало темпу отбора от начальных извлекаемых запасов в 4,2 % (рисунок 1.14, рисунок 1.15). На текущий момент уровень добычи нефти плавно снижается. Добыча нефти в 2023 году составила 1106,9 тыс. т (26 % от максимального уровня), добыча жидкости – 20138,2 тыс. т при текущей обводнённости 94,5 %. Объект находится на четвертой стадии разработки.

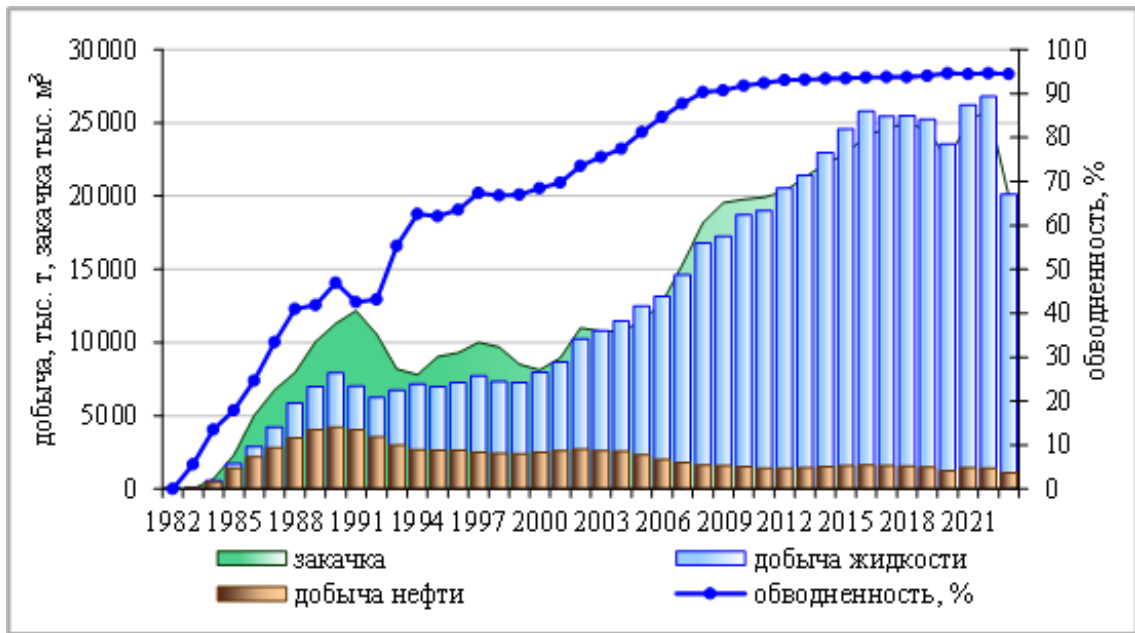


Рисунок 1.14 – Динамика добычи нефти, жидкости, обводненности и закачки воды. Объект БС10.

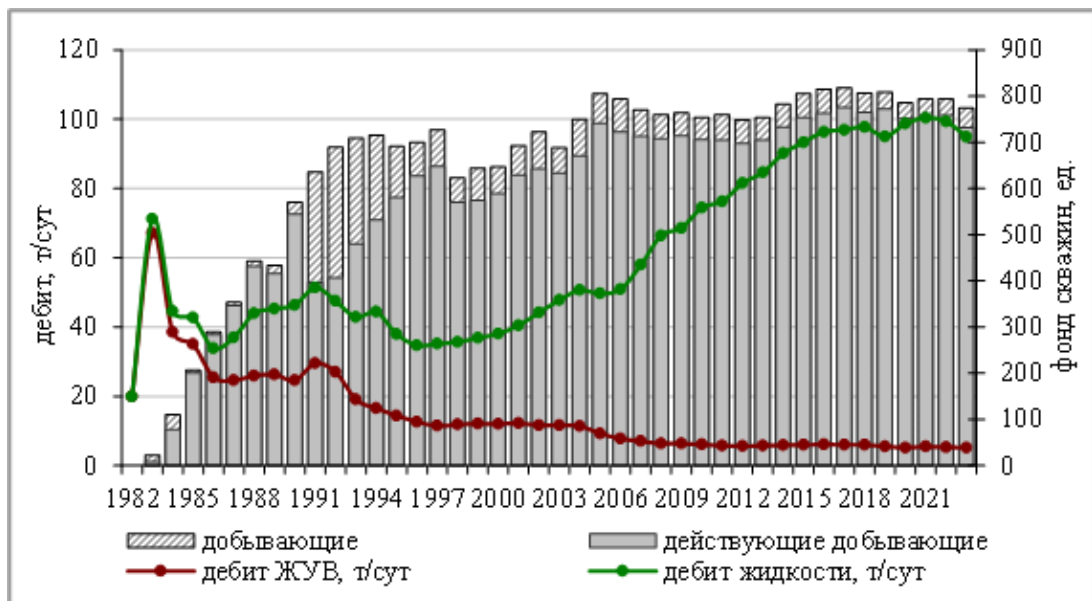


Рисунок 1.15 – Динамика дебитов нефти, жидкости и фонда добывающих скважин. Объект БС10.

Процесс освоения объекта БС10 был начат с юго-западной части месторождения. На начальном этапе разработки в скважинах производилось вскрытие перфорацией исключительно пласта БС10/2. Первоочередная зона бурения отличалась высокими показателями продуктивности — средние дебиты первых скважин достигали 70 т/сут.

По мере перехода к бурению менее продуктивных зон пласта БС10/2 и районов распространения низкопродуктивного пласта БС10/1 наблюдалось существенное снижение дебитов как нефти, так и жидкости — примерно в два раза.

В период 1991–1994 годов отмечалось постепенное ухудшение показателей разработки. Это было связано с ростом обводнённости скважин, выбытием высокодебитных скважин, отключением выработанных участков пласта (преимущественно в приконтурных районах и первых добывающих рядах с максимальной выработкой запасов), смещением бурения в периферийные и менее продуктивные участки залежи.

Данные изменения привели к заметному падению показателей добычи. Так, дебит жидкости уменьшился с 51,4 т/сут в 1991 году до 44,4 т/сут в 1994 году. Дебит нефти снизился более значительно — с 29,5 до 16,6 т/сут соответственно.

С 1995 года дебит нефти снижается более медленными темпами относительно предыдущего периода, дебит жидкости растёт на фоне роста обводнённости. Стабилизация дебита нефти связана с большим объемом проводимых геолого-технических мероприятий на переходящем фонде скважин. В 2019 году дебит жидкости составил 95,0 т/сут, дебит нефти – 5,6 т/сут.

Организация системы ППД выполнена в 1984 году. Накопленная добыча жидкости на 01.01.2024 составила 543585 тыс. т, при накопленной закачке 574682 тыс. м³. Компенсация отборов жидкости закачкой воды в 2023 г. составила 98,8 %, накопленная – 101,4 %.

На дату анализа пласт БС10/1 характеризуется средневзвешенным текущим пластовым давлением, равным 18,2 МПа, при начальном давлении, равном 21,2 МПа (снижение на 14 %). По добывающим скважинам текущее пластовое давление снижено относительно начального на 19 % и составляет 17,1 МПа, по нагнетательным – ниже начального на 2 % и составляет 20,8 МПа.

Пласт БС10/2 характеризуется средневзвешенным текущим пластовым давлением равным 17,1 МПа, при начальном давлении равном 22,8 МПа (снижение на 25 %). По добывающим скважинам текущее пластовое давление снижено

относительно начального на 29 % и составляет 16,2 МПа, по нагнетательным – ниже начального на 16 % и составляет 19,1 МПа.

Пласт БС10/1 характеризуется низкой проницаемостью ($34 \cdot 10^{-3}$ мкм²) относительно проницаемости БС10/2 ($230 \cdot 10^{-3}$ мкм²), что стало основным фактором, определившим характер выработки объекта БС10. Зависимости обводнённости от удельной накопленной добычи приведены на рисунке 1.16. Представленные зависимости свидетельствуют о различной динамике выработки пластов, объединённых для совместной эксплуатации. В то время как выработка пласта БС10/2 достигла 95 % при обводнённости 97 %, с пласта БС10/1 отобрано только 68 % НИЗ при обводнённости 75 %. На характере выработки пластов оказала влияние также специфика их ввода в разработку – пласт БС10/1 приобщался к БС10/2 в скважинах, достигших обводнённости выше 80 %.

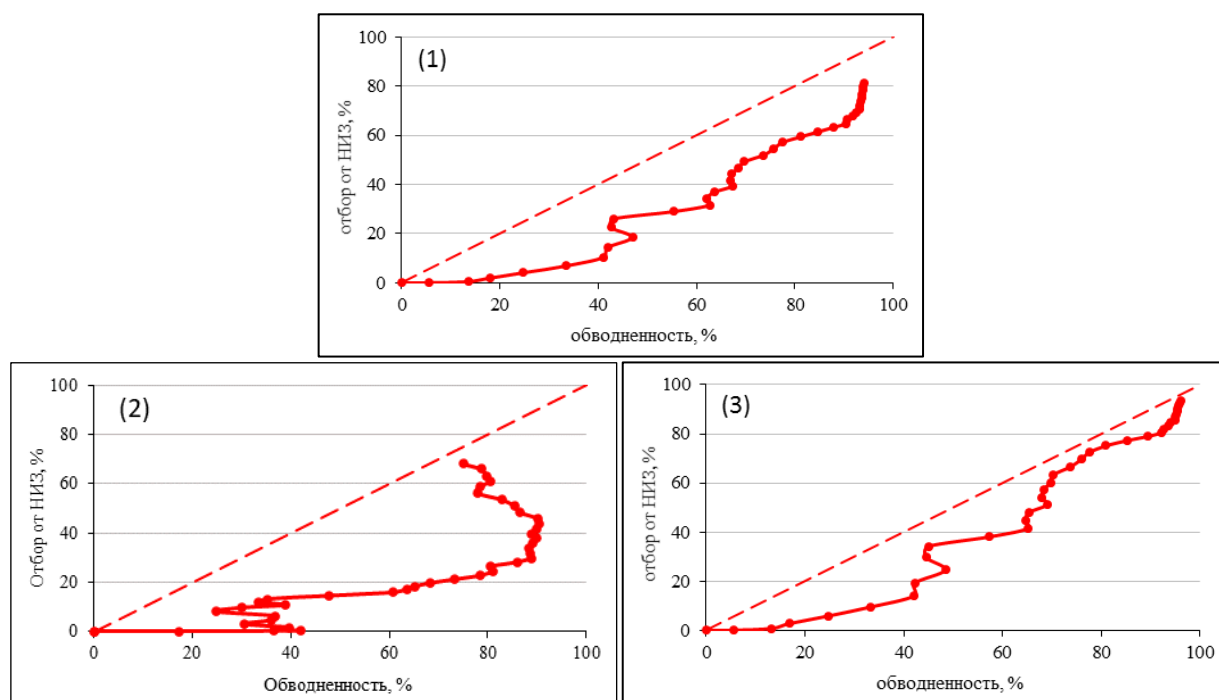


Рисунок 1.16 – Зависимость отбора от НИЗ от обводнённости (1) объект А, (2) пласт Б1, (3) пласт Б2

Тренд по пласту БС10/1, направленный на снижение обводнённости объясняется проводимыми мероприятиями, направленными на селективное вовлечение пласта в разработку, в том числе в юго-западной части, где разбуривание пласта БС10/1 осуществляется системой добывающих многозабойных скважин (МЗС) и нагнетательных горизонтальных скважин (ГС).

Остаточные запасы нефти распределены между пластами БС10/1 (80 %) и БС10/2 (20%), сосредоточены в разбуренных частях залежей, а также неразбуренных краевых частях залежей.

Наличие остаточных запасов нефти в пласте БС10/1 и истощение запасов пласта БС10/2 в разбуренной зоне подтверждается динамикой работы скважин и результатами выполненных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Так, например, скважины с индивидуальным вскрытием пласта БС10/2 характеризуются высоким дебитом жидкости (в среднем – 183,3 т/сут), высокой обводнённостью – 97 % и относительно низким дебитом нефти – 9,9 т/сут. Выполнение мероприятий по интенсификации притока на скважинах, работающих на пласт БС10/2, характеризуется низкой эффективностью по причине высокой обводнённости. Сопоставление результатов ГТМ (переводы и боковые стволы) представлено на рисунке 1.17. Входной дебит нефти переводов, выполненных в разбуренной зоне на пласт БС10/1 составляет 7,0 т/сут – это в 2,2 раза выше аналогичных мероприятий, выполненных на пласт БС10/2. Аналогичных боковых стволов для сопоставления БС10/2 и БС10/1 нет, но следует отметить, что средний входной дебит нефти боковых стволов, пробуренных на БС10/1, составляет 13,4 т/сут, что также значительно выше среднего дебита переводов на БС10/2. Входная обводнённость переводов и боковых стволов по пласту БС10/1 составляет 32,1 % и 21,0 % соответственно, БС10/2 – 92,8 %.

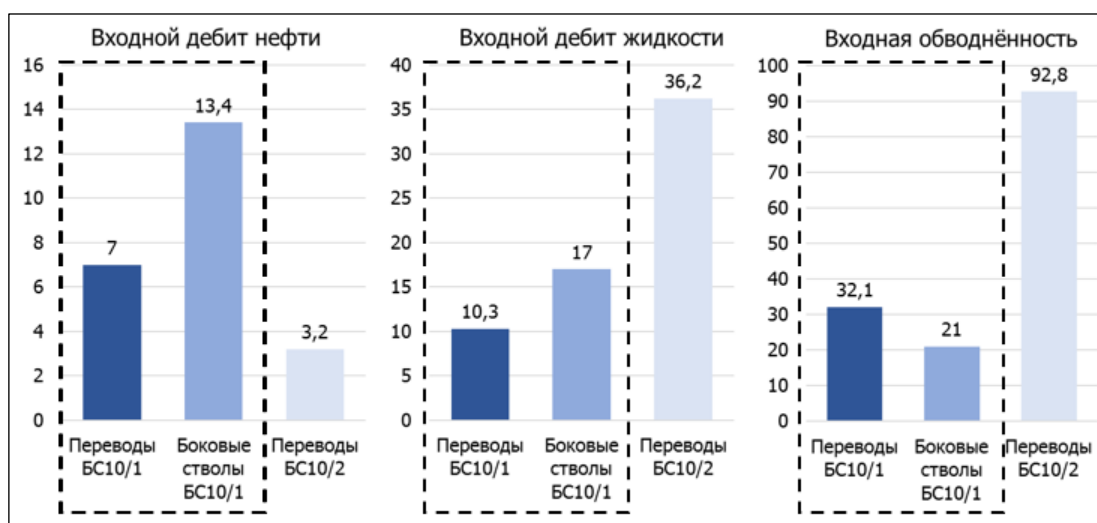


Рисунок 1.17 – Сопоставление результатов ГТМ (переводы и боковые стволы), выполненных на пласты БС10/1 и БС10/2

Ещё одним примером эффективных мероприятий, выполненных на объекте БС10 в разбуренной зоне, является изоляция пласта Б10/2 в скважине ххб без выполнения гидроразрыва пласта (ГРП). В период с 2001 года осуществлялась совместная эксплуатация пластов БС10/1 и БС10/2. Дебит нефти в этот период в среднем составлял 8,9 т/сут, обводнённость увеличивалась от 83,5 до 96,5 %. После выполнения изоляции дебит жидкости сократился с 63,6 до 19,7 т/сут, дебит нефти увеличился с 2,2 до 16,9 т/сут (Рисунок 1.18). Проницаемости пластов в данной скважине различаются в 32 раза. Результаты выполненного мероприятия свидетельствуют о том, что пласт БС10/1 при столь значительном расхождении проницаемостей фактически не был вовлечён в разработку.

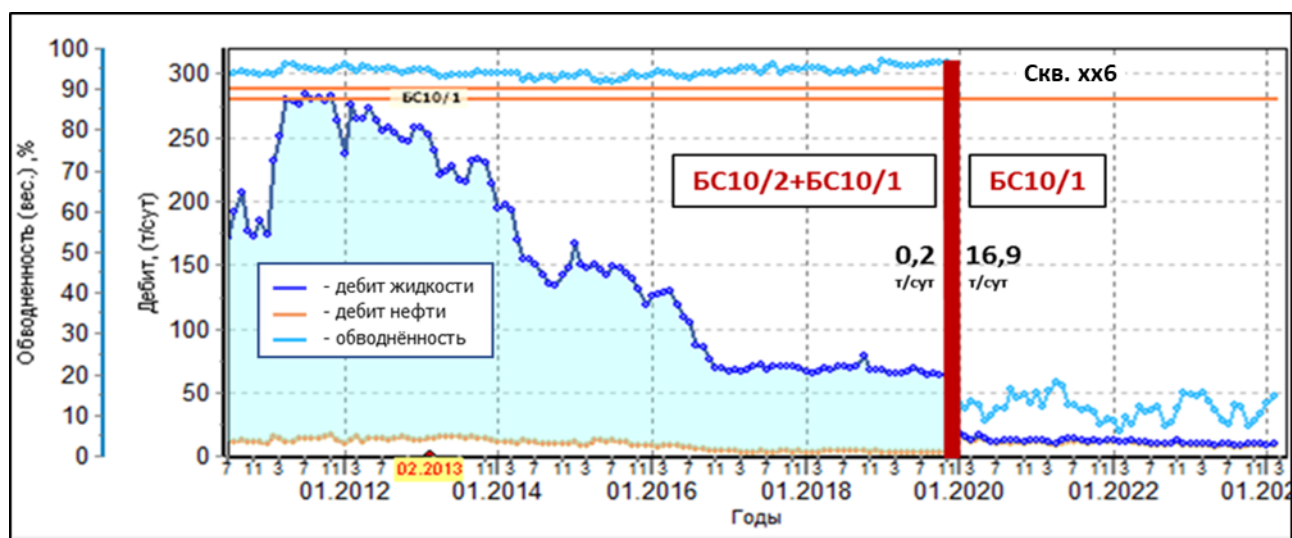


Рисунок 1.18 – Динамика дебита нефти, жидкости и обводнённости.

Скважина ххб

Наличие водонасыщенного пласта БС10/0, практически полностью перекрывающего пласт БС10/1, является значительным осложняющим фактором при разработке. Как показал опыт проведения ГРП на скважинах, участвующих в разработке БС10/1, глинистая перемычка, составляющая в среднем 3 м является недостаточным препятствием для распространения трещин даже при малых объёмах пропанта. Выполнение ГРП приводит к значительному росту обводнённости продукции.

Учитывая указанные выше факторы, единственным возможным вариантом разработки пласта БС10/1, является применение ГС, МЗС и БГС без проведения

ГРП. Скважины данного типа, пробуренные на пласт БС10/1, имеют входной дебит нефти 21,2 т/сут, дебит жидкости – 31,0 т/сут, обводнённость – 30%. При этом динамика показателей характеризуется быстрым снижением дебита жидкости при незначительном росте обводнённости. Снижение дебита жидкости и нефти за первый год работы скважин составляет порядка 40 %.

Снижение обусловлено относительно низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами пласта БС10/1 и недостаточной интенсивностью, существующей на данный момент системой ППД. Закачка на объекте БС10 сформирована одновременно на оба разрабатываемых пласта и представляет собой трёхрядную систему разработки. Для эффективной выработки остаточных запасов пласта БС10/1 собственным фондом скважин необходимо формирование более интенсивной системы воздействия на пласт путём создания дополнительных очагов заводнения, в том числе с использованием горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием.

1.4 Показатели разработки объекта БС11

Ввод в разработку объекта БС11 выполнен в 1984 году. Система разработки трёхрядная, скважины размещены по треугольной сетке, расстояние от нагнетательного до добывающего ряда составляет 600 м, между добывающими рядами – 500 м, расстояние между скважинами в ряду – 500 м.

Сетка скважин уплотнена за счёт переводов преимущественно с объекта БС10 и в меньшей степени за счёт бурения боковых стволов. В результате сформирована сетка скважин с высокой плотностью, на отдельных участках – 16 га/скв при проектной 25 га/скв.

Краткая характеристика фонда скважин объекта БС10 на 01.01.2024:

- а) Общий балансовый фонд – 522 скважины (358 – добывающих, 164 – нагнетательных);
- б) Эксплуатационный добывающий фонд – 275 скважин;
- в) Действующий добывающий фонд – 265 скважин;

- г) Бездействующий добывающий фонд – 10 скважин;
- д) Эксплуатационный нагнетательный фонд – 140 скважин;
- е) Действующий нагнетательный фонд – 123 скважины;
- ж) Бездействующий нагнетательный фонд – 17 скважин;
- з) В консервации – 50 скважин;
- и) В ликвидации – 66 скважин;
- к) Пьезометрический фонд – 15 скважин.

Следует отметить, что весь фонд добывающих скважин механизирован электроприводными центробежными насосами. Соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным составляет 2,2.

На долю объекта БС11 приходится 16 % текущей и 41 % накопленной добычи нефти месторождения. По состоянию на 01.01.2024 накопленная добыча нефти составила 66449 тыс. т, достигнутый коэффициент нефтеизвлечения – 0,315. Жидкости с начала разработки отобрано 332171 тыс. т, накопленный водонефтяной фактор – 4,0 т/т.

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1990 году (5167,4 тыс. т). Добыча нефти в 2023 году составила 263,5 тыс. т (5 % от максимального уровня), добыча жидкости – 7907 тыс. т при текущей обводненности 96,7 %, текущий водонефтяной фактор – 29,0 т/т.

Динамика основных технологических показателей за период разработки приведена ниже (рисунок 1.19).

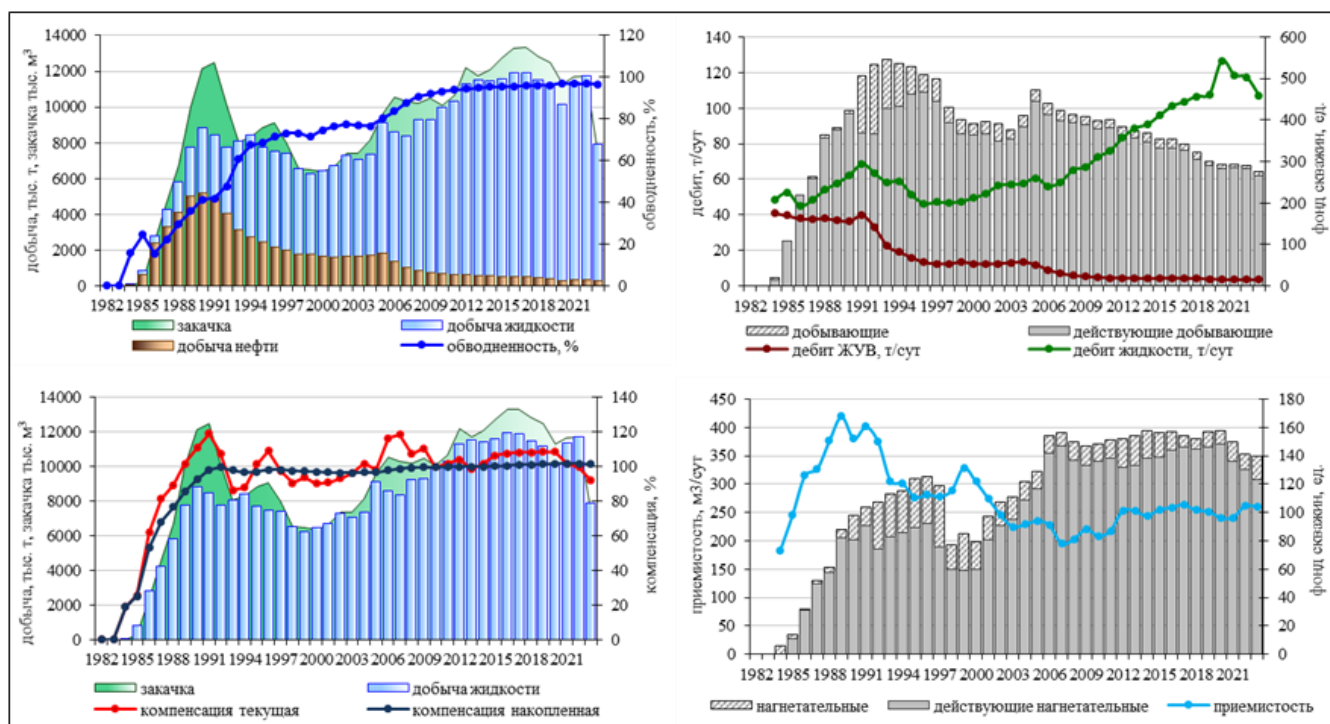


Рисунок 1.19 – Динамика добычи нефти, жидкости, закачки воды и обводненности. Месторождение N. Объект BC11

Ввод в эксплуатацию объекта BC11 был начат с юго-западного района (район скважин № 217, № 2092), далее буровые работы продолжились в центральной части объекта (район скважин № хх5, № хх4). Вплоть до 1991 года разбуривание велось по направлению улучшения продуктивности пластов. Дебит нефти в указанный начальный период составляет порядка 40 т/сут, дебит жидкости увеличился с 48,7 т/сут (в 1984 году) до 68,7 т/сут (в 1991 году). С 1991 по 1994 год, по мере обводнения и вывода высокодебитных скважин в неработающие категории, отключения выработанных интервалов пластов объекта и смещения объема буровых работ в краевые (ВНЗ) и менее продуктивные части залежи происходит снижение дебитов жидкости и нефти. В 1994 году составили 58,9 и 19,1 т/сут соответственно.

В период с 1995 по 2002 год происходит стабилизация дебита нефти за счёт большого объёма геолого-технических мероприятий. Одновременно с этим отмечается постоянный рост дебита жидкости и обводнённости.

Период с 2003 по 2005 год стал последним, когда за счёт переводов и приобщений в южной (район скважины ххх1) и западной (район скважины ххх8Н)

частях объекта удалось поддержать уровень добычи нефти. После чего потенциал для проведения мероприятий, в результате которых возможно получение высоких дебитов нефти, был исчерпан. С 2006 года происходит постоянное снижение годовой добычи нефти. В 2023 году дебит жидкости составил 107,0 т/сут, дебит нефти – 3,6 т/сут.

Организация системы ППД на объекте выполнена в 1984 года. Накопленная добыча жидкости на 01.01.2024 составила 332171 тыс. т, при накопленной закачке 364875 тыс. м³. Компенсация отборов жидкости закачкой воды в 2023 г. составила 90,9 %, накопленная – 101,5 %.

Пласт БС11/1 характеризуется средневзвешенным текущим пластовым давлением равным 17,3 МПа (снижение на 24 % относительно начального). По добывающим скважинам текущее пластовое давление снижено относительно начального на 25 % и составляет 16,9 МПа, по нагнетательным – ниже начального на 16 % и составляет 19,0 МПа.

Пласт БС11/2 характеризуется средневзвешенным текущим пластовым давлением равным 19,0 МПа (снижение на 19 % относительно начального). По добывающим скважинам текущее пластовое давление снижено относительно начального на 20 % и составляет 18,6 МПа, по нагнетательным – ниже начального на 13 % и составляет 20,2 МПа.

Характеристика выработки (рисунок 1.20) указывает на то, что выработка запасов по пласту БС11/2 осуществляется эффективно, в то же время эффективность по пласту БС11/1 значительно ниже.

Пласт БС11/1 развит в виде узкой полосы в купольной осевой части структуры и полностью перекрывается снизу пластом БС11/2, при этом обладает ухудшенными относительно БС11/2 ФЕС (соотношение проницаемостей 1 к 4). Расхождение ФЕС в данном случае не так значительно, как в случае объекта БС10 и не играет решающей роли в характеристике выработки запасов. Причина отставания выработки по пласту БС11/1 заключается в первую очередь в наличии зон с несформированной системой разработки.

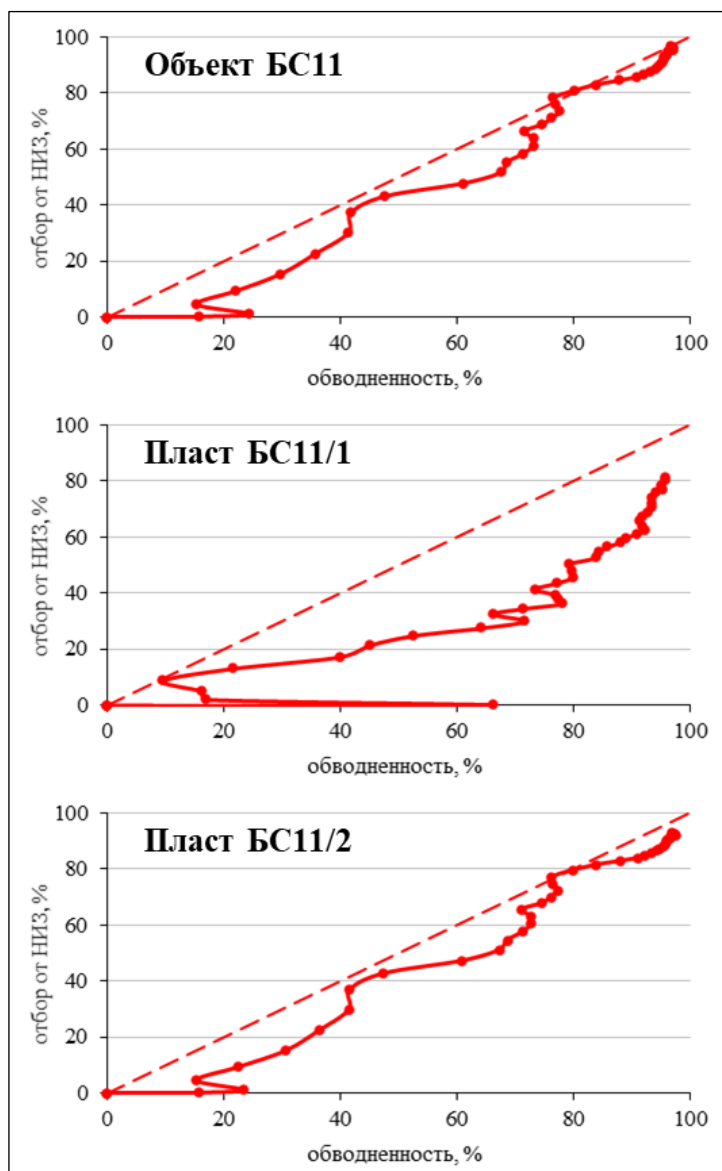


Рисунок 1.20 – зависимость отбора от НИЗ от обводнённости объект БС11, пласт БС11/1, пласт БС11/2

1.5 Определение зависимости вероятности подключения пластов (пропластков) в работу от относительной проницаемости и гидропроводности

Объединение пластов для совместной эксплуатации имеет положительный эффект, связанный с увеличением дебита нефти, уплотнением сетки скважин, увеличением коэффициента охвата и повышением КИН [1]. Одновременно со значительными преимуществами объединение пластов в единый эксплуатационный объект имеет ряд существенных недостатков, в первую очередь - усложнение процесса контроля и регулирования разработки [2,3]. В работах [4-

13] было установлено, что при объединении пластов для совместной эксплуатации наблюдается снижение удельных дебитов скважин, вызванное увеличением неоднородности вскрытой части разреза и возрастанием доли пропластков, имеющих ухудшенные фильтрационные свойства относительно наиболее проницаемой части разреза. Такие пропластки с ухудшенными свойствами не вовлекаются в работу в условиях совместной эксплуатации.

Учитывать данное явление предлагается путём определения граничного значения относительной проницаемости или гидропроводности, ниже которого пропластки не вовлекаются в работу [4, 13, 14].

В условиях месторождения N, где на отдельных участках совместной эксплуатации соотношение проницаемостей между вскрытыми в разрезе пропластками достигает 1 к 10, определение граничных значений является актуальной задачей для анализа результатов совместной эксплуатации пластов.

С целью определения граничных значений по проницаемости или гидропроводности были изучены 122 промыслово-геофизических исследования потокометрии (65 на добывающих скважин и 57 на нагнетательных)

Обработка исследований проводилась следующим образом:

а) По результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) выделялись продуктивные пласты (пропластки), определялась их проницаемость и нефтенасыщенная толщина.

б) В разрезе каждой скважины на дату исследования определялась относительная проницаемость и гидропроводность всех пропластков, вскрытых на дату исследования. За 1 принималось максимальное значение проницаемости/гидропроводность в разрезе.

в) В случае если интервал притока по данным исследования хотя бы частично совпадал с интервалом пласта (пропластка), то такой пласт (пропласток) зачислялся в категорию «Пропластки с притоком (поглощением)». В ином случае – в категорию «Пропластки без притока (поглощения)».

г) Построение зависимости вероятности подключения пластов (пропластков) в работу от относительной проницаемости и гидропроводности.

д) Построение интегральных кривых распределения для пропластков с притоком (поглощением) и без притока (поглощения). Накопление производится по процентам от общего количества исследованных пропластков.

е) Определение граничного значения, ниже которого пропластки не вовлекаются в работу, как точки пересечения интегральных кривых.

Графики, построенные при выполнении пункта 4, явно свидетельствуют о наличии зависимости между относительной проницаемостью/гидропроводностью для добывающих и нагнетательных скважин (рисунок 1.21).

Наибольшим коэффициентом детерминации (R^2) характеризуются зависимости вероятности подключения пропластков в работу от относительной проницаемости для нагнетательных скважин (б) и относительной гидропроводности для добывающих скважины (в), на основании этого они были выбраны для построения интегральных кривых. Граничное значение относительной гидропроводности, ниже которого пласты (пропластки) в добывающих скважинах не вовлекаются в работу, принято равным 0,26, для нагнетательных скважин – 0,22 по относительной проницаемости (рисунок 1.22).

В соответствии с построенной зависимостью вероятности подключения пропластков в работу, 73 % площади объекта БС10 находится в зоне с вероятностью подключения менее критической, совместная эксплуатация в условиях сложившейся системы разработки приводит к выработке пластов с различной интенсивностью, что согласуется с результатами анализа текущего состояния разработки объекта БС10.

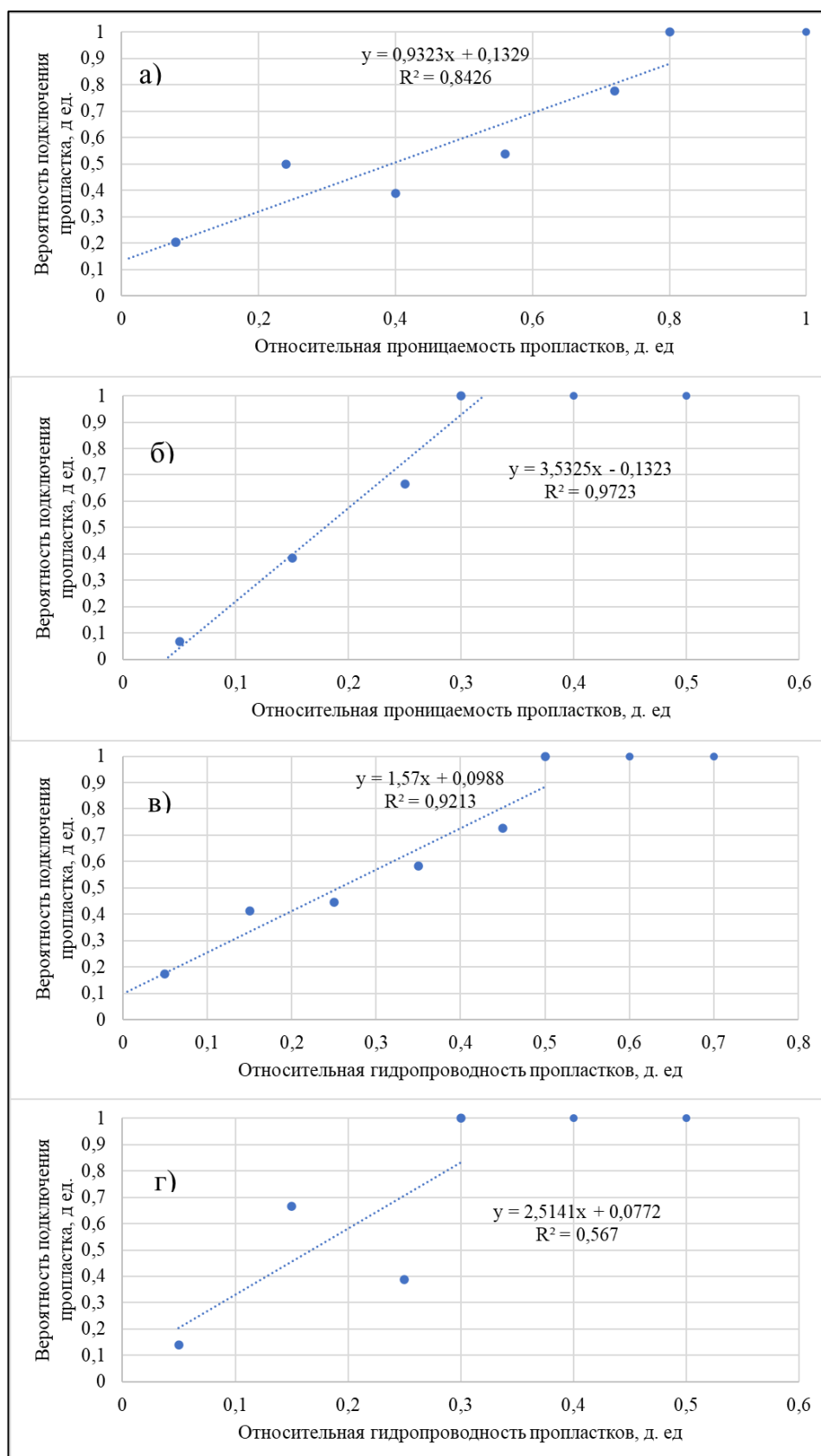


Рисунок 1.21 – Зависимость вероятности подключения пропластков в работу: а) от относительной проницаемости (добывающие скважины), б) от относительной проницаемости (нагнетательные скважины), в) от относительной гидропроводности (добывающие скважины), в) от относительной гидропроводности (нагнетательные скважины)

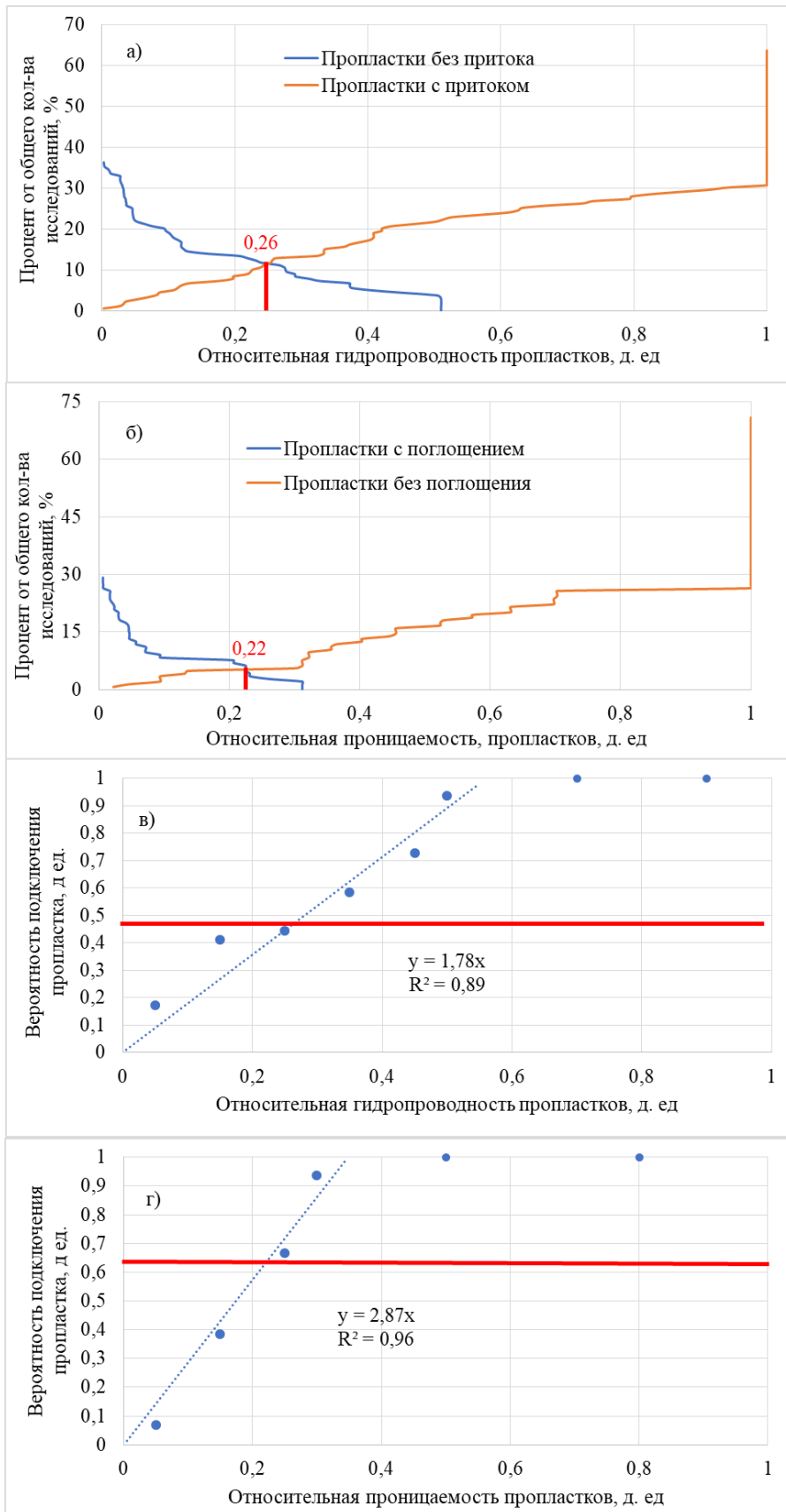


Рисунок 1.22 – Зависимость вероятности подключения пропластков в работу от относительной гидропроводности для добывающих скважин (а, в), относительной проницаемости для нагнетательных (б, г)

1.6 Изучение возможности разделения добычи нефти между пластами БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 на основании геохимических методов

На объекте БС10 был выполнен комплекс исследований, направленных на изучение возможности разделения добычи нефти между пластами БС10/1 и БС10/2 с использованием геохимических методов (Приложение Б).

Для проведения исследований был выбран участок в северной части объекта БС10. Первым критерием для выбора участка являлась возможность отбора совместных и селективных проб нефти в пределах единой геологической структуры, вторым критерием стало наличие остаточных запасов нефти и потенциал для выполнения геолого-технических мероприятий. Значительным преимуществом выбранного участка является наличие горизонтальных скважин, работающих раздельно на пласты БС10/1 и БС10/2, что позволяет гарантировать качественный отбор селективных проб без необходимости выполнения дополнительных геолого-технических мероприятий. Выкопировка из карты текущего состояния участка работ на объекте БС10 представлена на рисунке 1.23.

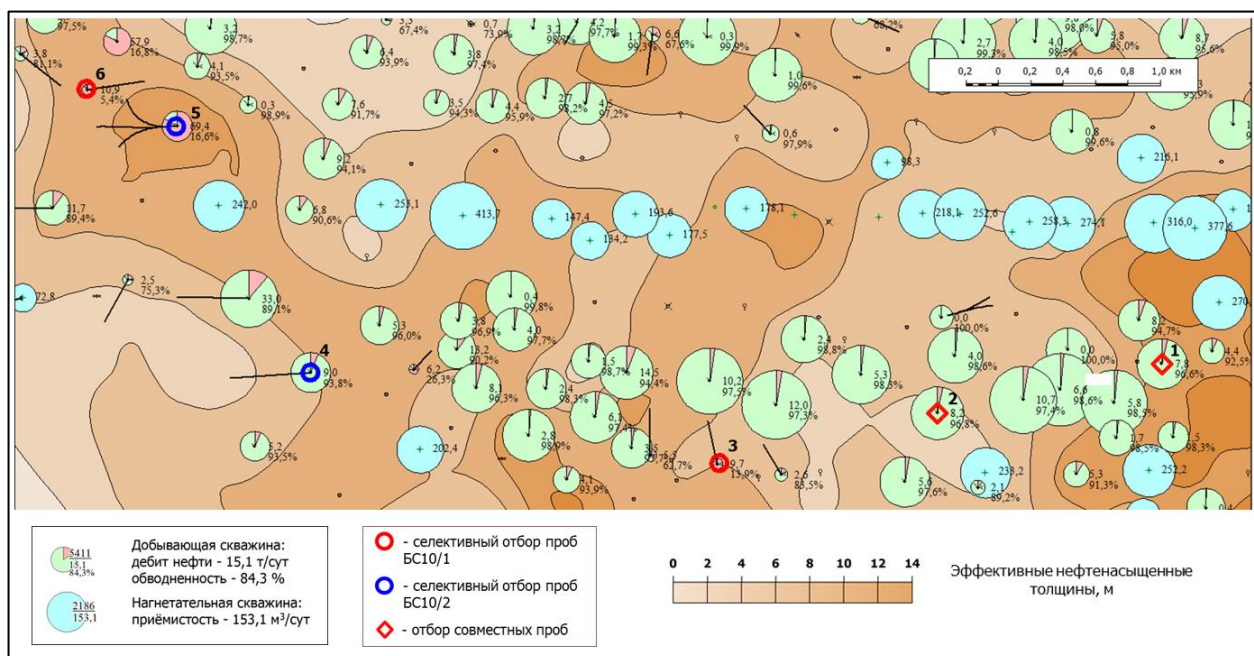


Рисунок 1.23 – Выкопировка из карты текущего состояния разработки. Участок работ, объект БС10

Отбор селективных проб нефти был выполнен из двух скважин пласта БС10/1 и двух скважинах БС10/2, из каждой скважины было отобрано две пробы с

промежутком по времени в три дня. Отбор совместных проб производился также в двух скважинах, из каждой скважины было отобрано по четыре пробы. Исследование всех проб методом газовой хроматографии выполнялось дважды для исключения возможности получения случайных результатов замеров.

Суть геохимических исследований, направленных на разделение добычи нефти, заключатся в выделении геохимических коэффициентов, характеризующих нефть из каждого пласта. Геохимические коэффициенты представляют из себя отношения площадей пиков различных элементов на хроматограмме (рисунок 1.24).

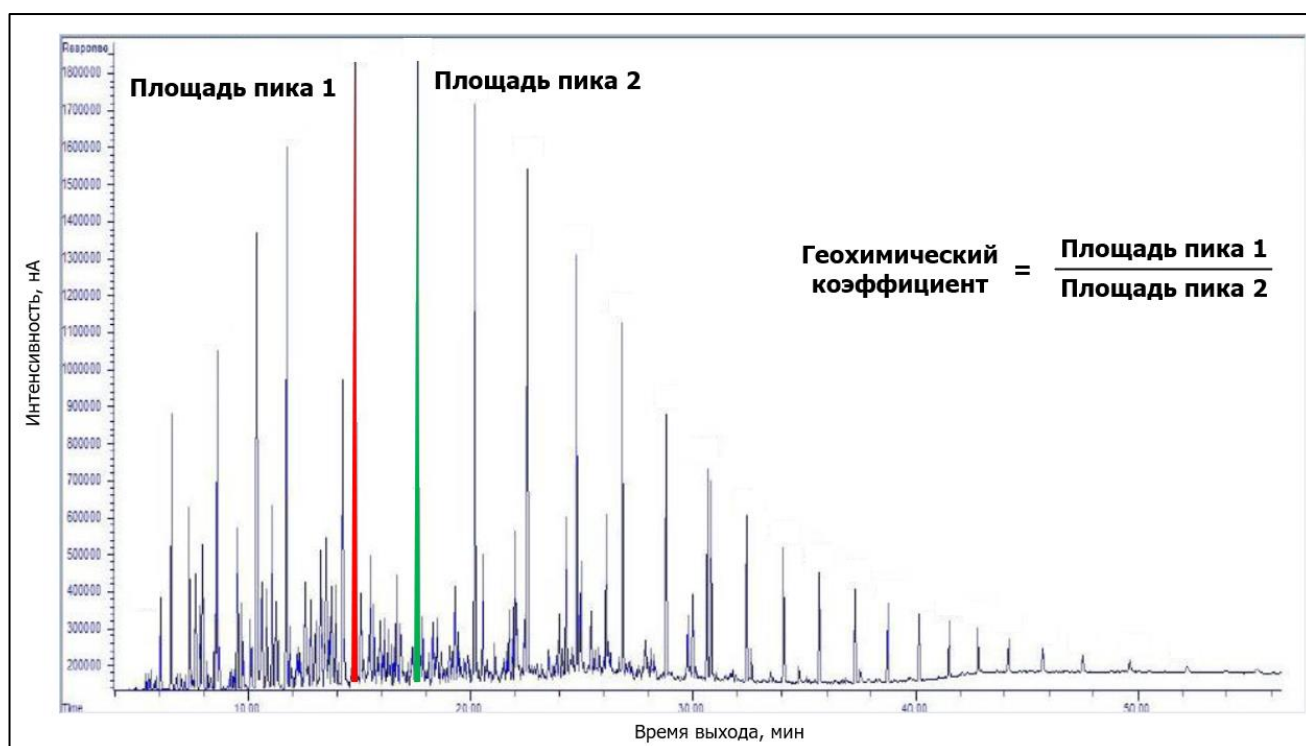


Рисунок 1.24 – Пример определения геохимического коэффициента по хроматограмме

Геохимические коэффициенты, определённые по селективным пробам, являются «крайними» значениями, соответствующими пластам БС10/1 и БС10/2. Нефть, представляющая собой смесь из двух пластов, будет иметь некоторое «промежуточное» значение коэффициента. Зная «крайние» и «промежуточные» значения, становится возможным определить долю нефти каждого из пластов в общей добыче скважины.

Из 60 изученных геохимических коэффициентов пять коэффициентов, для которых характерно наибольшее различие между пластами, были выбраны для оценки возможности количественного разделения добычи нефти.

Подтверждение возможности использования средних значений геохимических коэффициентов для разделения добычи было выполнено с помощью статистических методов. Для проверки экспериментальных данных на соответствие нормальному распределению использован тест Шапиро-Уилка [15]. Проверка гипотезы о равенстве дисперсий между полученными результатами для пластов БС10/1 и БС10/2 выполнена с использованием критерия Фишера [16]. Установлено, что вывод о равенстве дисперсий при уровне значимости 0,05 можно сделать только для коэффициента метилциклогексан/толуол.

Проверка гипотезы о наличии статистически значимого различия между средними значениями коэффициентов была выполнена с помощью t-критерия Стьюдента [17] и Уэлча [18]. Критерий Стьюдента применён для случая равных дисперсий, критерий Уэлча – для различных дисперсий.

Существование статистически значимого различия между средними значениями при уровне значимости 0,05 подтверждено для всех пяти коэффициентов. Результаты статистических тестов представлены в таблице 1.1.

В ряде зарубежных работ [19, 20] было установлено, что доля определённой нефти в общей смеси и геохимические коэффициенты связаны между собой нелинейными зависимостями. По этой причине для уточнения вида зависимостей были составлены и изучены модальные смеси с заранее известными долями нефтей. Для создания смесей использовались пробы нефти, отобранные из скважин с отдельной эксплуатацией.

Для исследования выбраны следующие соотношения нефтей из пластов БС10/1 и БС10/2: 25 % / 75 %, 50 % / 50 %, 75 % / 25 %.

Полученные таким образом зависимости (рисунок 1.25) для четырёх из пяти коэффициентов демонстрируют нелинейный характер и с высокой степенью достоверности (коэффициент детерминации приближается к единице) аппроксимируются полиномами второй и третьей степени.

Таблица 1.1 – Результаты обработки экспериментальных данных методами математической статистики

Геохимический коэффициент*	1		2		3		4		5	
	БС 10/1	БС 10/2	БС 10/1	БС 10/2	БС 10/1	БС 10/2	БС 10/1	БС 10/2	БС 10/1	БС 10/2
Пласт										
Среднее значение, б. р.	1,028	1,109	0,196	0,183	6,519	3,681	0,169	0,216	3,362	2,197
Стандартное отклонение	0,007	0,026	0,001	0,002	0,240	0,571	0,005	0,011	0,199	0,183
Тест Шапиро-Уилка	0,897	0,813	0,958	0,854	0,927	0,908	0,918	0,979	0,894	0,773
Критическое значение Шапиро-Уилка (0,05)	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748
Соответствие нормальному распределению	Да									
Тест Фишера	15,76		7,83		5,67		4,82		1,18	
Критическое значение Фишера (0,05)	4,35		4,35		4,35		4,35		8,89	
Равные дисперсии	Нет		Нет		Нет		Нет		Да	
t-критерий Стьюдента/Уэлча	6,11		9,76		9,53		8,45		9,81	
Критическое значение t-критерия Стьюдента (0,05)	3,18		3,18		2,78		2,78		2,23	
Статистически значимое различие средних	Да									
*Геохимические коэффициенты: 1 – 3-метилгексан/циклогексан, 2 – 1Т,3-диметилциклопентан/н-гептан, 3 – Н-гексан/толуол, 4 – Тoluол/н-гептан, 5 – Изопентан/циклопентан										

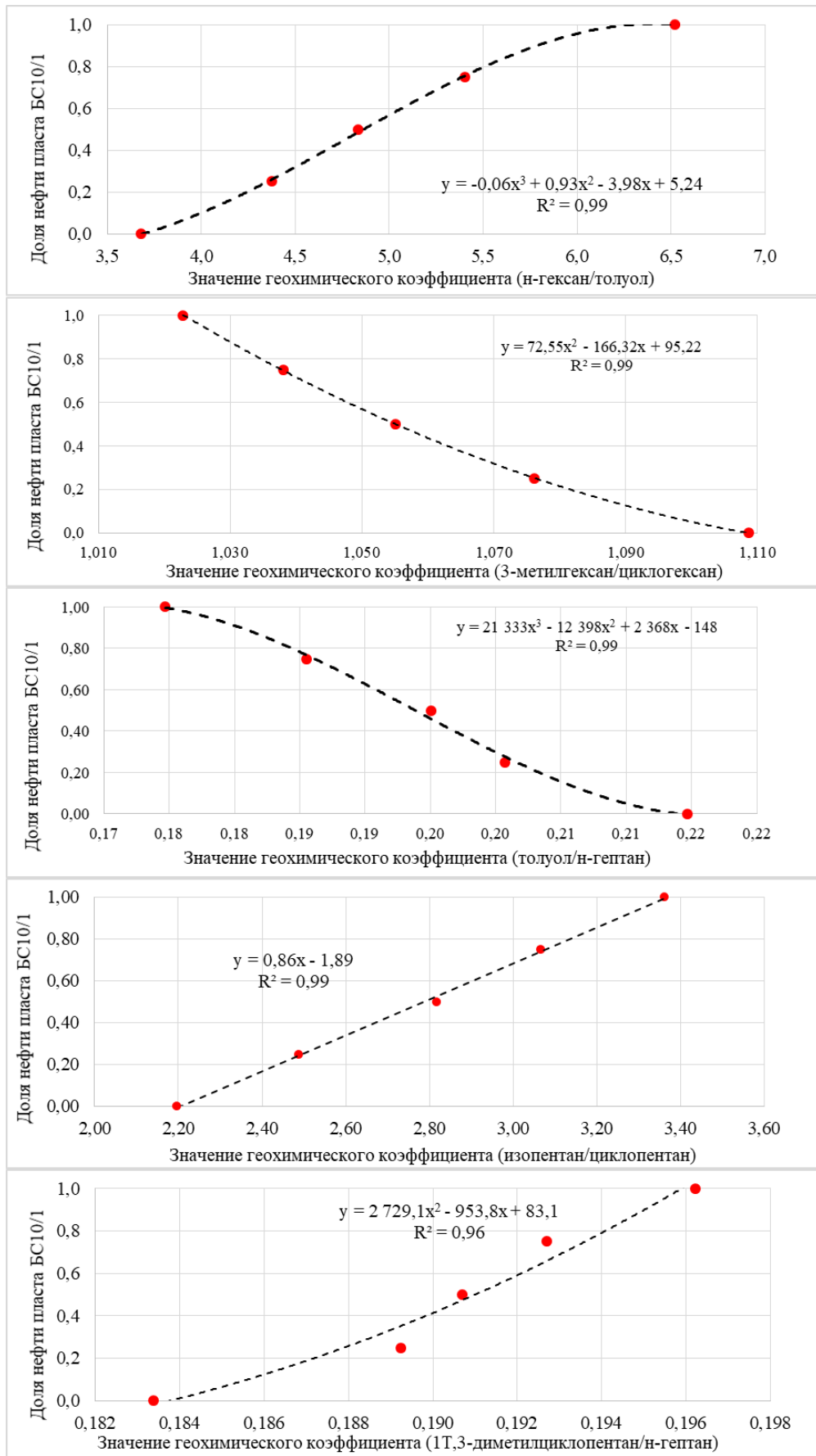


Рисунок 1.25 – Зависимости доли нефти пласта БС10/1 в общей смеси от значений геохимических коэффициентов

Рассмотрим на примере коэффициента н-гексан/толуол. Полученная зависимость имеет вид $y = -0,06x^3 + 0,93x^2 - 3,98x + 5,24$, где x – значение геохимического коэффициента, y – доля нефти пласта БС10/1. Соответственно, доля нефти пласта БС10/2 определяется как $z = 1 - y$, где z – доля нефти пласта БС10/2.

Разделение совместной добычи нефти с помощью полученных коэффициентов было выполнено в скважинах 1 и 2. В результате установлено, что доля добычи нефти, поступающей из пласта БС10/1, значительно ниже доли БС10/2. В скважине 1 на пласт БС10/1 приходится 5 % добычи нефти, в скважине 917 – 9 %. Результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований представлены в таблице 1.2. и на рисунке 1.26.

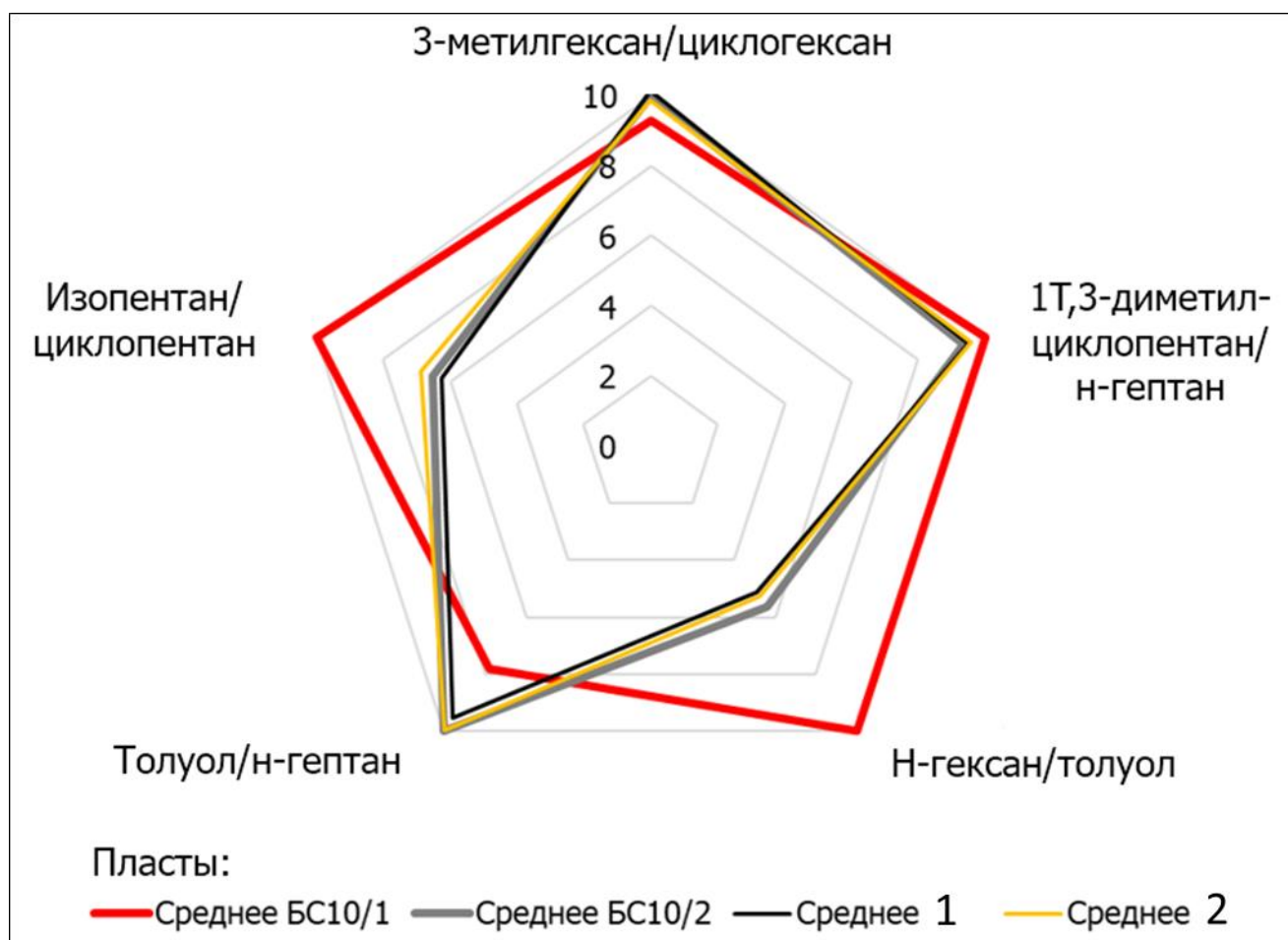


Рисунок 1.26 – Значения геохимических коэффициентов, отобранных для количественного разделения добычи нефти

Таблица 1.2 – Результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований.

Скважина		1		2	
Пласт		БС10/1	БС10/2	БС10/1	БС10/2
Доля в добыче нефти, %	Изопентан/циклопентан	0	100	10	90
	3-метилгексан/циклогексан	0	100	10	90
	Н-гексан/толуол	0	100	0	100
	1Т,3-диметилциклопентан/ н-гептан	11	89	25	75
	Толуол/н-гептан	12	88	0	100
	Среднее значение	5	95	9	91
	Погрешность (геохимия)	19	19	16	16
	Потокометрия (ПГИ)	0	100	-	-
Относительная гидропроводность, д. ед.		0,08	1	0,05	1

Для подтверждения корректности выводов, полученных в результате геохимических исследований, в скважине 1 был выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований (определение профиля притока, приложение В). В результате установлено, что весь приток жидкости в скважине обеспечен пластом БС10/2, что подтверждает результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований.

По результатам изучения возможности разделения добычи нефти между пластами БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 были подготовлены рекомендации для дальнейшего внедрения геохимических методов для разделения добычи:

- а) Выполнить отбор селективных и совместных проб нефти в районах уплотняющего бурения на пласт БС10/1.
- б) Выполнить отбор селективных проб нефти из пласта БС10/2 при выполнении ГТМ (переводов, изоляций БС10/1 в скважинах с совместной эксплуатацией).
- в) Уточнить геохимические коэффициенты для пластов БС10/1 и БС10/2 на основании новых селективных проб нефти.
- г) Уточнить изменения геохимических коэффициентов по площади пластов БС10/1 и БС10/2. Выделить районы, внутри которых возможно количественное разделение добычи между пластами БС10/1 и БС10/2.

д) Отбор селективных проб в центральной, южной и восточной частях объекта БС10, а также из объектов БС11 (пласты БС11/1 и БС11/2) и ЮС1 с целью создания полной геохимической модели месторождения.

е) Сопоставить разделение добычи на основании ПГИ, методов геохимии и ОРД.

Следует отметить высокую заинтересованность недропользователя в дальнейшем развитии геохимических методов контроля за разработкой многопластовых месторождений, что зафиксировано в соответствующем протоколе НТС (приложение 3).

Выводы по главе 1. В результате проведённого критического анализа разработки объектов месторождения N:

а) Выявлена вероятность подключения пропластков в работу в зависимости от относительной гидропроводности для добывающих и относительной проницаемости для нагнетательных скважин. Установлено, что в добывающих скважинах пропластки не вовлекаются в разработку при значении относительной гидропроводности ниже 0,26 д. ед. В нагнетательных скважинах – при значении относительной проницаемости ниже 0,22 д. ед.

б) В условиях сложившейся системы разработки выработка пластов происходит с различной интенсивностью, выработка пласта БС10/1 отстаёт от БС10/2, отбор от НИЗ БС10/1 составляет 68 % при обводнённости 75 %, отбор от НИЗ БС10/2 – 95 %, при обводнённости 97 %. Различие в выработке подтверждается результатами геолого-технических мероприятий.

в) Установлено, что пять геохимических коэффициентов (3-метилгексан / циклогексан, 1Т,3-диметилциклопентан/н-гептан, н-гексан / толуол, толуол / н-гептан, изопентан / циклопентан) позволяют точно идентифицировать принадлежность нефти к пластам БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 и выполнить разделение добычи между ними.

ГЛАВА 2 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ К РАЗДЕЛЕНИЮ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ

2.1 Инструментальные методы разделения добычи и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов

Инструментальные методы разделения добычи и закачки основаны на проведении исследований и замеров непосредственно в стволе скважины либо требуют изучения скважинной продукции в лаборатории.

К таким методам относятся: применение компоновок одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [21, 22], промыслово-геофизические исследования (ПГИ), позволяющие определить профиль притока в скважине [23], геохимические методы [24] и использование индикаторов (маркеров), нанесённых на пропант, муфты гидроразрыва пласта (ГРП) или перфорационные отверстия в скважине [25].

Компоновки ОРЭ позволяют выполнить раздельные замеры добываемой продукции по каждому из пластов, при этом есть возможность определить как дебит жидкости, так и обводнённость. Существуют решения и для нагнетательных скважин с раздельным определением приёмистости по пластам [26].

В работах [21-30] представлен детальный обзор внедрения ОРЭ на месторождениях в России и за рубежом; кроме этого, выполнено научное обобщение опыта применения одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на Приобском месторождении, разработаны геолого-промысловые критерии рационального применения оборудования для ОРЗ. Внедрение ОРЭ на Приобском месторождении по результатам гидродинамического моделирования позволило увеличить накопленную добычу нефти на 4 %.

Недостатками технологии ОРЭ являются высокая стоимость компоновок, пониженная надёжность, высокий риск возникновения осложнений при выполнении ремонта скважин [31-33]. Данные факторы являются существенным ограничением для распространения технологии ОРЭ. Так, например, на

месторождениях в районе г. Когалым только 9 % добывающего фонда с совместной эксплуатацией пластов оборудовано компоновками ОРЭ.

Профили притока и приёмистости, полученные по результатам ПГИ, зачастую являются основными источниками информации для разделения добычи и закачки. Следует отметить, что данный тип исследований позволяет выполнить разделение добываемой жидкости без определения обводнённости работающих интервалов. Кроме этого, ПГИ выполняются через определённые периоды времени (на практике они могут достигать нескольких лет), за которые возможно значительное изменение профиля притока [34].

Разделение добычи нефти на основании геохимических методов построено на представлении о том, что в гидродинамически связанных пластах за счёт смешивания нефти имеют близкий химический состав. В изолированных друг от друга пластах, напротив, химический состав будет отличаться по причине отсутствия массопереноса и различных условий залегания флюидов.

Для количественного определения доли добычи каждого пласта в общем дебите скважины необходимо провести сопоставление составов нефти из отдельно взятых пластов и полученной смеси. Для проведения сопоставления выполняют геохимические исследования, важнейшим этапом которых является определение эталонных составов для каждого пласта. Соответственно, возможность отбора эталонных проб и наличие значимых различий в составе нефтей является главным ограничением геохимических методов [35, 19].

Идеи о возможности использования геохимических методов для решения задач контроля и управления разработкой появились в 80-х годах прошлого века, но пристальное внимание факту изменения химического состава нефтей по площади и разрезу месторождения начали уделять в 90-х годах [19, 36]. В этот период начинает формироваться теория разделения добычи при совместной эксплуатации с помощью геохимических методов. В работах [37, 38] были использованы отношения высот, близко расположенных на хроматограмме пиков углеводородов для оценки доли добычи каждого из пластов (двух и трёх) в общей добыче скважины. Геохимические коэффициенты, которые представляют собой

отношения пиков на хроматограмме, отражающие различия в составе, измерялись в нефтях, отобранных селективно из каждого пласта, в лабораторных смесях этих нефтей и в смешанных нефтях. Это позволило выполнить разделение добычи нефти при совместной эксплуатации. Было доказано, что полученные результаты лучше, чем оценка разделения добычи на основании измерений плотности нефти [38].

В работе [39] утверждается, что методика с использованием отношений высот пиков имеет два недостатка. Они заключаются в том, что необходимо выполнять анализ модельных смесей нефти, поскольку соотношения высот пиков не смешиваются линейно, и что разделение добычи нефти ограничено двумя или тремя пластами. Подход, предложенный в [39], вместо использования отношений пиков предполагает использование высоты пиков (т. е. псевдоконцентрации), которые в сочетании с обработкой данных с помощью матричной алгебры позволяли выполнить разделение добычи более чем из двух пластов. Данные обрабатывались с помощью фирменного программного обеспечения OilTracer™, позволяющего учитывать возможные ошибки, связанные с анализом и загрязнением проб.

В работе [40] предложен альтернативный подход к разделению добычи с использованием данных газовой хроматографии. Использование высот пиков критикуется по причине необходимости нормализации данных и строгом контроле объемов проб при исследовании, а также проблем с воспроизводимостью результатов. Вместо этого предлагается использование отношений соседних или близко расположенных высот пиков. При этом авторы отмечают, что у данного подхода сохраняется недостаток в виде необходимости создания модельных смесей для калибровки результатов.

В работе [41; 42] использована многомерная газовая хроматография, которая измеряет двенадцать алкилбензолов в диапазоне C8-C10 для разделения добычи нефти. Как утверждает авторами, метод позволяет сравнивать образцы, даже если они сильно загрязнены буровым раствором на нефтяной основе (поскольку экологические ограничения предусматривают низкие концентрации

ароматических соединений в буровых растворах) и обеспечивает высокую точность и воспроизводимость результатов.

В отечественном опыте геохимические методы были использованы для разделения добычи нефти между пластами и управления разработкой на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения, были применён подход с использованием данных газовой хроматографии высокого разрешения [43, 44].

В работах [35, 45] представлен подход на основании методики Эрдмана и Морриса и «отпечатков пальцев». Суть работы заключается в использовании отношений концентраций углеводородных пиков, результаты представлены графически в виде звёзд-диаграмм. Предложенный подход применён для типизации нефтей месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова, полученные результаты согласуются с результатами исследования физико-химических и PVT-свойств. Кроме этого, выполнено разделение добычи двух совместно работающих пластов Соровского месторождения.

Опыт применения геохимических методов на месторождениях группы компаний «ЛУКОЙЛ» представлен в работах [46-54]. Геохимические методы были применены на месторождении в акватории Каспийского моря. Установлена возможность определения доли добычи каждого из пластов в общей продукции скважины при совместной эксплуатации с помощью метода хроматографического анализа и хромато-масс-спектрометрии. Полученные результаты геохимических исследований согласуются с результатами ПГИ.

Применение специальных индикаторов (маркеров), нанесённых на пропант или порты ГРП возможно в случае, если их использование было заложено на этапе строительства скважины или проведения гидроразрыва пласта [34].

Способ реализации технологии маркированного пропанта изложен в работах [24, 55-59]. Размещение маркеров-репортеров в скважинах осуществляется с помощью полимерно-покрытого пропанта или картриджа. Маркеры при контакте с пластовым флюидом вступают с ним в реакцию и выносятся на поверхность. На устье скважины с определённой периодичностью проводится

отбор проб, и после их анализа выполняется определение вклада каждого интервала в общий дебит скважины.

Авторы данных работ разработали два типа маркеров: гидрофильные и олеофильные. Гидрофильные позволяют выполнять разделение добычи жидкости, а олеофильные – разделение добычи нефти.

Основой маркеров-репортёров служат квантовые точки, стабилизированные за счёт полимерной оболочки. Квантовые точки представляют собой нанокристаллы, состоящие из сотен атомов. Данные структуры демонстрируют способность к возбуждению в определённых диапазонах электромагнитного спектра, причём спектральное поведение определяется размером нанокристалла.

Квантовые точки инкапсулируются в полимерные матрицы, формируя нерастворимые микросферы. Вариация типов квантовых точек внутри единой микросферы позволяет генерировать уникальные спектральные коды маркеров-репортёров. На следующем этапе маркеры-репортёры интегрируются в гетерогенный микронаполненный композитный материал, включающий:

- а) Трёхмерную полимерную сетку – нерастворимый каркас, обеспечивающий механическую стабильность и структурную целостность;
- б) Растворимый матрикс – дисперсионная среда, содержащая маркеры-репортёры и ответственная за их транспорт из внутренних областей гранулы к поверхности.

При контакте с флюидом растворимый компонент запускает диффузию маркеров к поверхности гранулы. Поверхностное натяжение вызывает десорбцию репортёров в движущийся флюид. Освободившаяся поверхность регенерируется миграцией маркеров из глубины. Интенсивность высвобождения зависит от скорости флюида: рост дебита увеличивает концентрацию маркеров в среде. Анализ проб проводят проточной цитофлуориметрией, обработка данных – программное обеспечение с алгоритмом Random Forest.

2.2 Расчётные методы разделения добычи и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов

Несмотря на то что инструментальные методы имеют достаточно широкое внедрение, они имеют ряд ограничений, приведённых в предыдущем разделе. В совокупности с тем, что разделение добычи является сложной задачей со значительным уровнем неопределённости, предпочтительным является совместное использование расчётных и инструментальных подходов к разделению добычи и закачки.

Согласно методическим указаниям по геолого-промысловому анализу [60], при совместной эксплуатации пластов рекомендуются следующие расчётные методики разделения добычи:

- а) пропорционально гидропроводности пластов (в скважине);
- б) пропорционально произведению гидропроводности пласта в скважине на перепад давления;
- в) пропорционально удельным дебитам;
- г) на основании адаптации постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождения.

При использовании расчётных методик разделения добычи отмечается необходимость учёта результатов гидродинамических исследований, дебитометрии, информации о состоянии заводнения пласта, особенностей геологического строения, коэффициентов охвата и вытеснения.

Общий вид рекомендованного алгоритма деления добычи выглядит следующим образом:

- а) распределить фонд скважин по группам с учётом работающих пластов;
- б) определить по годам разработки текущую и накопленную добычу нефти и жидкости для скважин с одним работающим пластом;
- в) выделить обводнённые пласты по скважинам с совместно работающими пластами;

- г) на основе данных дебитометрии с привлечением всей имеющейся промысловой информации и исследований установить по каждой скважине по годам разработки текущую и накопленную добычу нефти и жидкости по пластам;
- д) установить значение этих показателей по каждому пласту в целом на основе суммирования текущей и накопленной добычи нефти и жидкости по пластам и скважинам [34];
- е) определить процентное соотношение отборов нефти и жидкости отдельных пластов в общей добыче месторождения, на основе которых принять соотношение для деления добычи при прогнозных расчетах;
- ж) осуществить на основе подсчета остаточных запасов нефти контроль и корректировку полученных отборов по пластам.

Кроме представленной в [60] методики, в отечественном и зарубежном опыте существует ряд авторских методик. В работах [61-64] выполнен вывод уравнения фильтрации жидкости к стволу скважины при совместной эксплуатации двух пластов одним фильтром на основе уравнения Дюпюи для плоскорадиального течения жидкости к стволу скважины.

Для выполнения расчёта необходимы следующие данные: динамика изменения дебита нефти и жидкости, пластовые давления по каждому пласту, обводнённость продукции хотя бы по одному из пластов, прямой замер забойного давления для верхнего пласта, проницаемость и скин-фактор хотя бы одного из пластов. В ходе расчёта производится решение системы уравнений притока жидкости к забою скважины и уравнения, определяющего разность между забойными давлениями каждого из пластов.

Для выполнения вычислений была разработана программа «Commingle» на базе Microsoft Excel, которая позволяет выполнить решение уравнений методом итераций. Апробация методики проведена на Ван-Еганском месторождении. Предложенный подход применим в условиях совместной работы двух пластов. Для выполнения расчёта необходим замер обводнённости и забойного давления по одному из пластов.

Помимо методики разделения добычи, в работе представлен подход к прогнозированию добычи при совместной разработке пластов на основании: уравнения плоско-радиального притока, материального баланса, объёмного метода расчёта дренируемых запасов и уравнения гидравлической разницы забойного давления между пластами.

Несколько методик разделения добычи проанализированы и подвергнуты критике в работе [4].

Первая методика основана на использовании удельных дебитов жидкости [65]. Для решения задачи разделения добычи жидкости предлагается по скважинам с индивидуальным вскрытием пластов выполнить построение зависимости удельного дебита от эффективной перфорированной толщины (1).

$$\bar{q}_{уд} = \frac{q}{\Delta P \cdot h_{перф}^H} \quad (2.1)$$

где $\bar{q}_{уд}$ – удельный дебит жидкости на 1 м толщины пласта;

$h_{перф}^H$ – перфорированная нефтенасыщенная толщина;

q – дебит жидкости;

ΔP – депрессия на пласт

Доля добычи i -го пласта:

$$\alpha_i = \frac{\bar{q}_i \cdot \Delta P_i \cdot h_{перф}^H}{\sum_{i=1}^n q_i \cdot \Delta P_i \cdot h_{перф}^H} \quad (2.2)$$

где q_i – дебит жидкости i -го пласта;

ΔP_i – депрессия для i -го пласта

Автором отмечено три основных недостатка представленной выше методики:

а) В основу методики положен принцип согласно которому самостоятельно работающий пласт сохраняет свой дебит даже при приобщении к нему более продуктивных пластов. Практика разработки многопластовых месторождений не подтверждает данный принцип [4].

б) Авторами методика получена линейная зависимости между удельным дебитом и эффективной толщиной, в то время как, согласно работе [66], данная зависимость имеет нелинейный характер.

в) Сложность определения депрессии для каждого совместно работающего пласта.

Вторая методика [67] заключается в распределении добычи и закачки пропорционально соотношению средних значений гидропроводности пластов с учётом промысловых исследований (при их наличии) по отдельным скважинам.

Третья методика [68] основана на использовании показателей $h_{\text{раб}}\Delta P/\mu_{\text{ф}}$ или $kh_{\text{раб}}\Delta P/\mu_{\text{ф}}$, где $h_{\text{раб}}$ – работающая эффективная нефтенасыщенная толщина; ΔP – перепад давления; $\mu_{\text{ф}}$ – фиктивная вязкость; k – проницаемость. $h_{\text{раб}}$ определяется по данным потокометрии, при отсутствии исследований – путём умножения эффективной нефтенасыщенной толщины на коэффициент действующей толщины (КДТ), средний для всего пласта.

Четвёртая методика [69] отличается от предыдущей использованием КДТ по соседним скважинам. Обе методики подвергаются критике автором работы [4] за использование коэффициента действующих толщин по причине неравномерного распределения свойств коллекторов по площади.

В качестве альтернативы проанализированным методикам в работе [4] предложен подход, основанный на использовании относительной гидропроводности и относительной проницаемости.

Автором отмечается, что удельный дебит совместно работающих пластов ниже, чем при отдельной эксплуатации по причине возрастания доли относительно ухудшенных прослоев и неработающих эффективных толщин, а также увеличения общей неоднородности многопластовых разрезов [13, 70]. Пропластки, имеющие относительную гидропроводность менее 40 % от максимальной в разрезе скважины, активного участия в выработке запасов не принимают. Пороговое значение относительной гидропроводности установлено на основании исследования совместной эксплуатации пластов Усть-Балыкского месторождения.

Учесть выявленную особенность совместной разработки пластов предложено путём определения относительной гидропроводности (или проницаемости) для каждого пропластка в разрезе скважины, пропластки с

относительной гидропроводностью ниже порогового значения 0,4 считать не участвующими в работе. Распределение общего дебита (приемистости) между вскрытыми пластами должно производиться по величине соотношения средних величин гидропроводностей оставшихся частей в каждом пласте.

В работе [71] представлена методика для локализации зон остаточных запасов при разработке многопластовых месторождений. Методика на первом этапе предусматривает использование уравнения материального баланса для определения эффективности закачки на отдельных участках анализа. На втором этапе выполняется разделение добычи нефти и жидкости. В случае если в скважине проводился гидроразрыв пласта разделение добычи и закачки выполняется пропорционально проводимости трещины. Если скважина эксплуатируется без гидроразрыва разделение выполняется пропорционально kh или в соответствии с данными потокометрии (при наличии исследований). На третьем этапе рассчитываются радиусы дренирования, исходя из формулы объема цилиндра, который равен объему накопленной добычи или закачки. Полученные радиусы наносятся на карту остаточных нефтенасыщенных толщин.

На основании построенных карт проводится выбор участков для выполнения геолого-технических мероприятий. Выбор участков выполняется с помощью ранжирования, учитывающего остаточные извлекаемые запасы, обводненность, пересечение радиусов закачки по карте, пересечение радиусов дренирования, риск неестественной выработки (оценивается по зависимости обводненности от выработки по сравнению с модельной кривой).

Методика, предложенная в серии работ [72, 73, 74], предполагает разделение добычи жидкости на основании решения обратной задачи адаптации модели материального баланса для нескольких пластов (CRMML). Определение обводненности осуществляется за счёт применения характеристики вытеснения. Авторы используют характеристику вытеснения Р. И. Медведского, коэффициенты которой имеют физический смысл и связь с относительными фазовыми проницаемостями. Определение параметров характеристики вытеснения осуществляется также посредством решения обратной задачи. В существующей

реализации CRMML может использоваться для описания установившегося режима фильтрации слабосжимаемой жидкости с высоким уровнем обводнённости. Методика была применена для разделения добычи на пластах юрских отложений одного из месторождений Западной Сибири, полученные результаты расчёта согласуются с результатами гидродинамического моделирования.

В работе [75] автором в расчёт с использованием CRM были введены давления, определённые из уравнения материального баланса и уравнения Дарси. Такая модель позволила выполнить динамическое разделение добычи жидкости и закачки, показав сходимость с синтетическими гидродинамическими моделями.

В работе [76] представлен метод, аналогичный CRM, позволяющий разделить добычу по пластам с помощью уравнения материального баланса. Учитывается динамика давления, PVT-свойства, данные испытаний и тип залежи (нефтяная, газоконденсатная). На примере N-ского месторождения восстановлена история добычи, определены запасы по пластам.

В работе [77] представлена методика разделения добычи, полностью основанная на использовании гидродинамического моделирования. Авторами акцентируется внимание на необходимости учёта данных потокометрии и ГРП при выполнении разделения добычи.

Суть методики заключается в корректировке полей проницаемости с учётом результатов потокометрии в скважинах, а также учёте информации о распространении трещин ГРП по разрезу. Апробация методики успешно выполнена на Верхнесалымском месторождении.

В работе [78] представлен программный продукт, позволяющий выполнить моделирование совместной работы двух пластов. Представленная методика предназначена для определения дебита жидкости без разделения продукции скважины на нефть и воду. Особенностью работы является объединение модели пласта и модели скважины в одном программном продукте. Для определения забойных давлений и дебита каждого из пластов необходимо указать дебит и давление на устье скважины. На выбор пользователя представляются следующие модели скважины и пласта:

а) Модель ствола скважины Beggs-Brill + модель пласта Дарси для установившегося режима.

б) Модель ствола скважины Cullender-Smith + модель пласта Дарси для установившегося режима.

в) Модель ствола скважины Beggs-Brill + модель пласта с противодействием Rawlins-Schellhardt.

г) Модель ствола скважины Cullender-Smith + модель пласта с противодействием Rawlins-Schellhardt.

В статье [79] представлена модель, согласно которой коллектор представляется в виде связей между добывающими и нагнетательными скважинами (рисунок 2.1). Связи между скважинами задаются на основании имеющихся данных о взаимовлиянии скважин либо ограничиваются по заданному расстоянию.

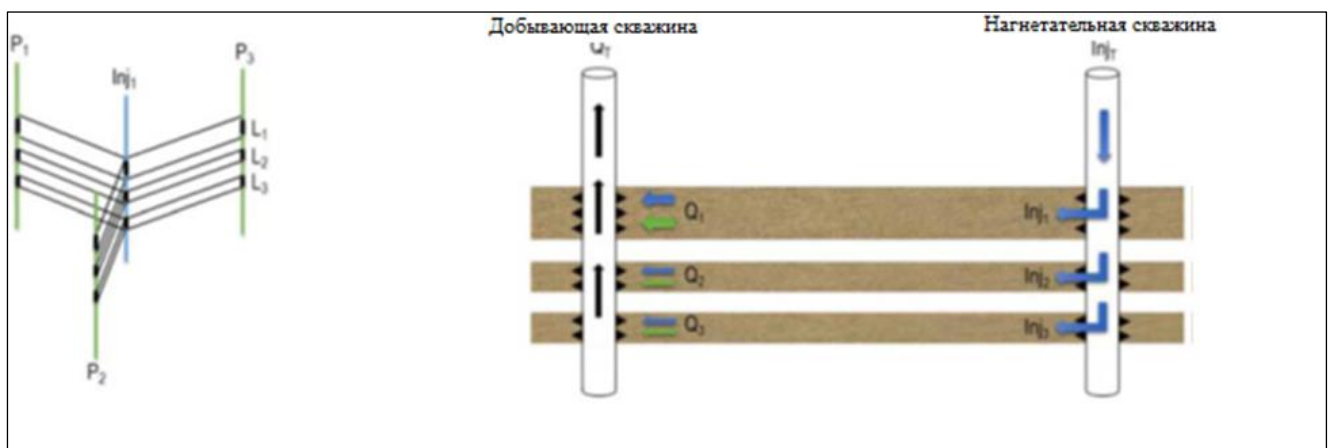


Рисунок 2.1 – Представление о виде коллектора в модели

Разделение добычи жидкости осуществляется путём решения обратной задачи материального баланса для каждой связи между скважинами, что позволяет определить долю добычи жидкости из каждого продуктивного пласта, а также установить влияние добывающих и нагнетательных скважин друг на друга. Чтобы учесть возможные потери закачки и приток воды из аквифера, авторами введена переменная «slack» для добывающих и нагнетательных скважин. Определение долей нефти и воды в продукции скважины осуществляется путём решения модели Бакли-Леверретта для каждой связи с помощью алгоритма адаптации. Алгоритм адаптации, настраиваясь на историческую добычу нефти и воды в целом по

скважине, регулирует параметры относительных фазовых проницаемостей, жидкости, порового объёма, начальной нефтенасыщенности и капиллярного давления. Созданная модель применима для залежей, разрабатываемых при давлениях выше давления насыщения, пластовые флюиды приняты как слабосжимаемые. Для снижения влияния неопределённостей и шумов во входных данных авторами предложен вероятностный подход к решению задачи с использованием ансамблевого сглаживания с множественным усвоением данных (ES-MDA). Разработанная авторами методика была реализована в виде программного продукта и применена для разделения добычи на месторождении в заливе Сан-Хорхе в Аргентине. Представленный подход отвечает на обозначенные выше проблемные аспекты, связанные с обработкой исходной информации, разделением добычи по фазам и частично с делением добычи жидкости. Среди нерешённых вопросов остаются интерференция между скважинами (в модели задаются только связи между добывающими и нагнетательными скважинами) и эффект от проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Часто используемой на практике является методика разделения добычи пропорционально коэффициенту kh , где k – проницаемость, h – толщина.

Значительным преимуществом разделения добычи пропорционально kh является минимальный набор исходных для расчёта данных, включающий данные о добыче, перфорации и геолого-физических свойствах пласта, определённые по геофизическим (ГИС) или гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС).

В работе [80] модификация kh -методики использована для разделения добычи нефти и закачки на объекте АВ1(3)-АВ2-3 Самотлорского месторождения (рисунок 2).

В предложенном авторами подходе учитываются данные промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. Все трещины гидроразрыва на протяжении своей высоты представляются в виде самостоятельных перфораций. Для каждой трещины в пределах их интервалов определяется продуктивность (kh) путём совмещения координат вертикальных проекций МГРП с данными о распределении

толщин и проницаемости на основании карт параметров. На основе суммирования значений kh по пластам вычисляется интегральная проводимость, что позволяет определить вклад каждой пачки в общий дебит скважины.

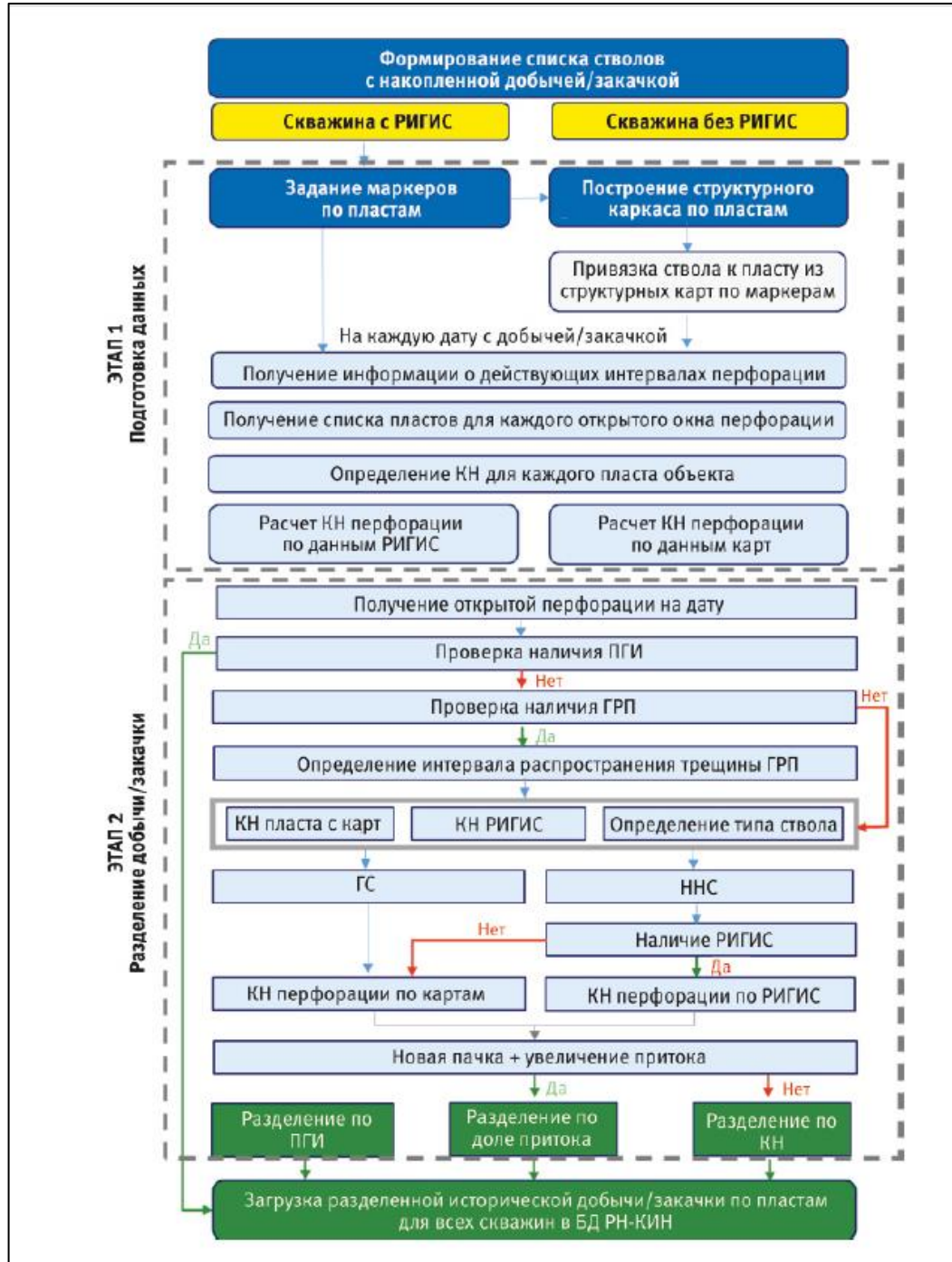


Рисунок 2.2 – Алгоритм разделения добычи и закачки

Для корректного разделения добычи нефти при приобщении пластов авторами предложено использовать синтетический kh . Суть подхода заключается в том, что в случаях, когда после перфорации нового пласта происходит увеличение

добычи нефти, проницаемость (k) подбирается в соответствии с разницей в добыче до и после мероприятия.

При разделении добычи нефти пропорционально kh невозможно учесть изменение добычи, вызванное энергетическим состоянием пласта, а также учесть различный характер обводнения пластов, что является существенным ограничением предложенной методики.

Модификация kh -методики с возможностью определения обводнённости каждого из совместно работающих пластов представлена в статье [81]. Разделение добычи жидкости и закачки выполнено на основании данных потокометрии, в случае отсутствия исследований пропорционально коэффициенту kh . Для разделения добычи нефти использованы зависимости обводнённости от удельной накопленной добычи жидкости (на 1 м эффективной перфорированной толщины), характеризующие динамику обводнения каждого из пластов и представляющие из себя полиномиальные функции. Построение характеристик выполнено по скважинам с индивидуальным вскрытием пластов. Такой подход опирается на предположение о том, что данные зависимости будут справедливы и в случае совместной работы нескольких пластов.

Выводы по 2 главе:

а) Разделение добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации пластов является комплексной и сложной задачей со значительным уровнем неопределённости.

б) На текущий момент не существует единой и общепризнанной методики разделения добычи при совместной эксплуатации пластов. Однозначно не решён вопрос как для разделения добычи жидкости, так и для разделения продукции скважины на нефтяную и водную фазы.

в) По причине сложности задачи разделения добычи и закачки, а также ограничений, существующих при использовании инструментальных методов разделения, предпочтительным является совместное использование расчётных и инструментальных методов для её решения данной задачи.

ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ И БОЛЕЕ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

3.1 Проблемные аспекты разделения добычи

Разделение добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации является комплексной и сложной задачей со значительным уровнем неопределённости [60]. На основании изучения существующего опыта разделения добычи и закачки выделены четыре основных проблемных аспекта, которые обязательно должны быть учтены в методике разделения.

Первый аспект заключается в изменении дебита жидкости скважин в ходе процесса разработки по причинам, связанным с изменением пластового давления в каждом из пластов.

Второй аспект заключается в необходимости учитывать проведение гидроразрыва пласта (ГРП) и изменение интервалов перфорации. Оба этих мероприятия могут приводить к значительному изменению профиля притока и приёмистости в скважинах.

Третий аспект связан с необходимостью учитывать изменение продуктивности пластов при их объединении для совместной эксплуатации [4].

Четвёртый аспект заключается в необходимости учитывать различный характер обводнения пластов, объединённых для совместной эксплуатации.

В ходе разработки усовершенствованной методики разделения добычи и закачки, предложен ряд подходов, позволяющих учитывать выделенные проблемные аспекты. Основой для усовершенствованной методики послужил способ разделения добычи, представленный в РД [60], заключающийся в разделении добычи жидкости пропорционально произведению гидропроводности пласта в скважине на перепад давления.

Для решения задачи, связанной с изменением пластового давления, предлагается использовать уравнение материального баланса Добрынина В. М.

[82] (3.1), применение которого возможно для условий нефтяных залежей, разрабатываемых с ППД и пластовым давлением выше давления насыщения:

$$\Sigma Q_H \cdot b_H + \Sigma Q_B = (V_H \cdot \beta_H + V_B \cdot \beta_B + V_{\text{пор}} \cdot \beta_{\text{пор}}) \cdot (P_o - P) + W_{\text{зак}} + W_{\text{законтур}} \quad (3.1)$$

где $\Sigma Q_H, \Sigma Q_B$ – накопленная добыча нефти, воды, м³;

$V_H, V_B, V_{\text{пор}}$ – начальный объём среды нефтенасыщенной, водонасыщенной, скелета породы, м³;

$\beta_H, \beta_B, \beta_{\text{пор}}$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды, породы, 1/ МПа;

P_o, P – пластовое давление начальное, текущее, МПа;

b_H – объёмный коэффициент нефти, д. ед

$W_{\text{зак}}$ – накопленная закачка, м³;

$W_{\text{законтур}}$ – приток законтурной воды, м³.

Решение уравнения материального баланса выполняется для «замкнутых» элементов разработки, в качестве которых могут быть выбраны элементы площадных систем заводнения или отдельные залежи. Выбор «замкнутых» элементов осуществляется в каждом случае индивидуально с учётом особенностей сложившейся на месторождении системы заводнения и истории разработки. Пример выделенного «замкнутого» элемента, в качестве которого выступает блок трёхрядной системы заводнения, приведён на рисунке 3.1.

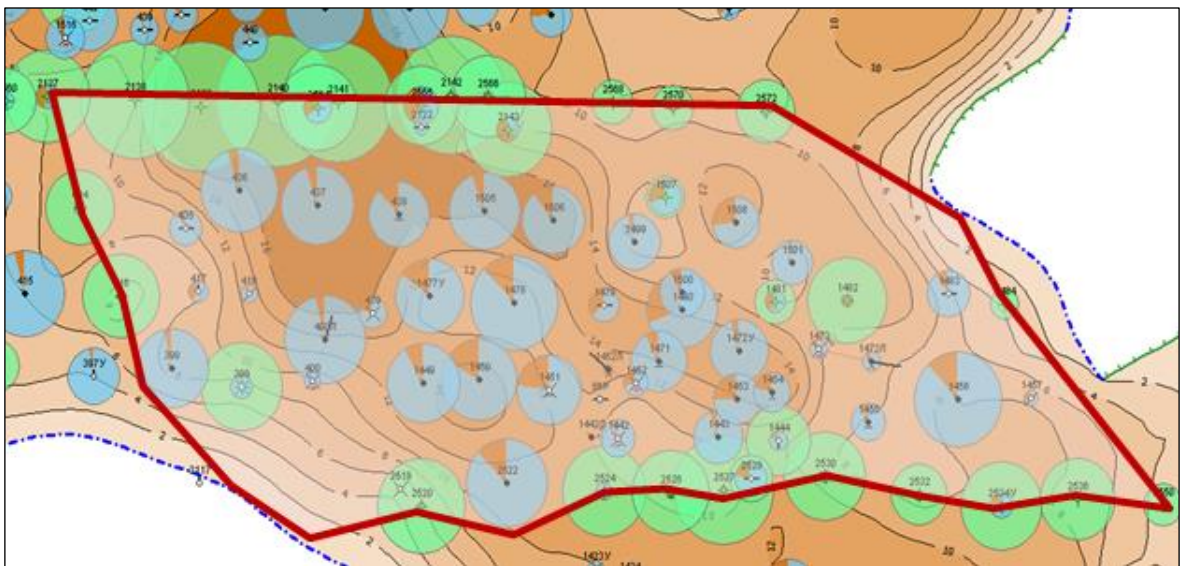


Рисунок 3.1 – Пример «замкнутого» элемента разработки

В случаях, когда в качестве «замкнутых» элементов разработки используются блоки или ячейки площадных систем, возникает необходимость разделить закачку между элементами на их границах.

Выполнять разделение закачки предлагается с помощью одной из двух методик. Для простых по геометрии «замкнутых» элементов предлагается использовать разделение закачки пропорционально углу, приходящемуся на каждый из элементов, как показано на рисунке 3.2.

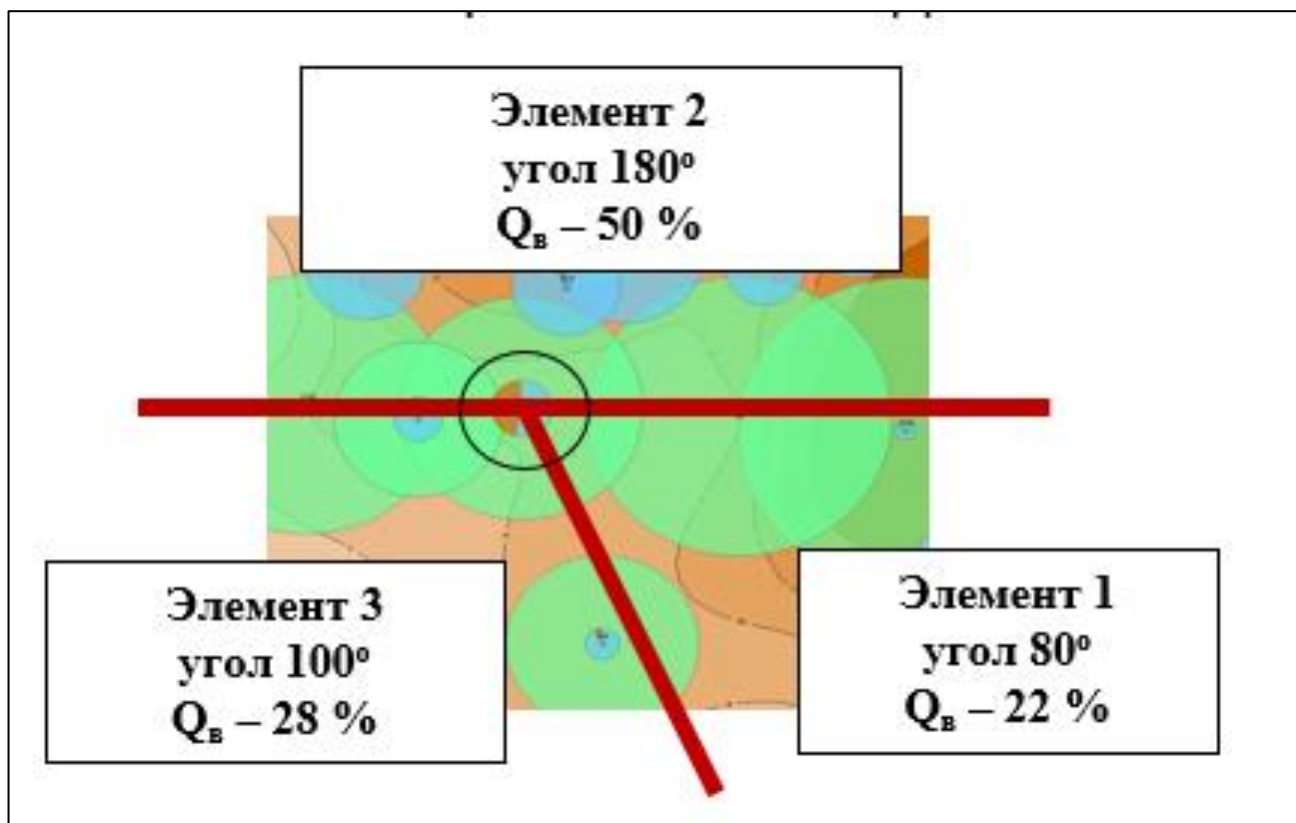


Рисунок 3.2 – Пример разделения закачки между простыми по геометрии «замкнутыми» элементами

При наличии сложных по геометрии элементов разделение закачки предлагается осуществлять на основании методики, представленной в работах [83, 84, 85, 86]. Данный подход является модификацией следующих методик:

- Распределение с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления [87].
- Распределения на основе межскважинной проводимости [88].
- Распределения на основе угла притока [60].

Преимущества данной модификации (3.2):

- а) учтен ряд важных факторов, влияющих на фильтрацию (угол притока, межскважинная проводимость;
- б) перепад давления);
- в) формула предполагает возможность добавления и исключения каких-либо данных по анализируемому;
- г) участку в зависимости от наличия имеющейся исходной информации;
- д) оперативность применения.

$$\alpha_i = \frac{\varphi_i/360 + E_i/\sum_{i=1}^n (E)_i + (P_{\text{заб.наг}} - P_{\text{заб.доб}})_i/\sum_{i=1}^n (P_{\text{заб.наг}} - P_{\text{заб.доб}})}{3} \quad (3.2)$$

где α_i , – доля каждого i -го элемента, д. ед

φ_i – угол притока, град

$P_{\text{заб.наг}}, P_{\text{заб.доб}}$ – забойное давление на нагнетательной, добывающей скважине, МПа

$E_i = (k_n h_n + k_d h_d)/2$ – межскважинная проводимость между парой рассматриваемых скважин

k_n, k_d – проницаемость пласта в области нагнетательной и добывающей скважин, м^2

h_n, h_d – эффективная толщина пласта в области нагнетательной и добывающей скважин, м^2 .

Знаменатель в формуле (2) равен n – числу анализируемых факторов (в данном примере $n = 3$).

Наилучшим вариантом для разделения добычи жидкости после проведения гидроразрыва пласта или изменения интервалов перфорации является использование данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ), по этой причине данные ПГИ в предлагаемой методике должны иметь наивысший приоритет при разделении добычи жидкости и закачки [14]. В случае отсутствия исследований для разделения добычи после ГРП предлагается использовать

формулу проводимости трещины (3.3) аналогично методике, предложенной в работе [67]:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f} \quad (3.3)$$

где C_{fD} – безразмерная проводимость трещины;

k_f, k – проницаемость соответственно пропанта и пласта, 10^{-3} мкм²;

w, x_f – соответственно ширина и полудлина трещины, м.

Для учёта изменения интервалов перфорации при отсутствии ГРП предлагается использовать коэффициент гидропроводности kh/μ , где k – коэффициент проницаемости, мкм², h – перфорированная толщина, м, μ – вязкость нефти, Па·с. С целью учёта всех выполняемых на скважинах мероприятий по перфорации и ГРП и ПГИ шаг расчёта необходимо принять равным одному месяцу.

В работе [4] установлено, что объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки приводит к снижению их удельной продуктивности по сравнению с отдельной эксплуатацией. Причина этого заключается в том, что пропластки с наименьшей относительной проницаемостью не вовлекаются в разработку. Учитывать это явление предлагается путём определения граничного значения проницаемости либо гидропроводности, ниже которого пропласток не принимает участия в добыче. Определение граничного значения осуществляется на основании данных ПГИ. Пример определения таких граничных значений для условий Месторождения N подробно представлен в главе 1.

3.2 Определение обводнённости продукции каждого из совместно эксплуатируемых пластов

Отдельным и сложным вопросом при разделении добычи является определение обводнённости продукции каждого из совместно работающих пластов. Связано это с тем, что в большинстве случаев (за исключением

специальных компоновок ОРД) существует возможность замерить только общую обводнённость добываемой продукции. Геохимические методы, позволяющие выполнить разделение добываемой нефти, а не жидкости в целом, на данный момент не имеют широкого распространения. В результате определение обводнённости продукции каждого пласта, говоря иными словами, разделение добычи нефти чаще всего возможно выполнить только расчётными способами.

Существующие подходы к решению этой задачи представлены в работах [81, 89, 90, 91, 92]. Основными двумя подходами для определения обводнённости являются допущение о равной обводнённости совместно эксплуатируемых пластов (не учитывает индивидуальную динамику обводнения пластов) и применение зависимости обводнённости от удельной накопленной добычи нефти $F=f(Q_n)$ или жидкости $F=f(Q_j)$.

В усовершенствованной методике определение обводнённости продукции каждого из пластов предлагается осуществлять с помощью характеристик вытеснения. Применение характеристик вытеснения для прогнозирования динамики технологически показателей представлено в работах [93-106]. Для подтверждения возможности использования предложенного подхода был выполнен ряд расчётов на синтетической гидродинамической модели [14].

Синтетическая гидродинамическая модель представляет из себя два однородных гидродинамически, не связанных пласта. Размерность модели $31 \times 31 \times 2$, размеры ячеек по горизонтали $dx = dy = 50$ м, по вертикали – $dz = 1$ м для пласта 1 и $dz = 4,3$ м для пласта 2. Модель включает в себя 12 добывающих и 4 нагнетательных скважины. Моделирование выполнено при соблюдении 100 % компенсации отборов закачкой в пластовых условиях. Расчёты выполнены в программном продукте Roxar Tempest [34]. Параметры гидродинамической модели (ГДМ) приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидродинамической модели

Параметр	Пласт 1	Пласт 2
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	150	236
Пористость, д. ед	0,22	
Нефтенасыщенность, д. ед	0,52	
Нефтенасыщенная толщина, м	1,4	4,3
Начальное пластовое давление, МПа	21,2	21,3
Вязкость нефти, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	1,83	

Моделирование выполнено при соблюдении 100 % компенсации отборов закачкой в пластовых условиях. Первый этап работы заключался в моделировании самостоятельной работы каждого из пластов. На основании полученных результатов были построены зависимости $F=f(Q_{ж})$, $F=f(Q_{н})$ и характеристики вытеснения. Вид построенных зависимостей и характеристик приведён на рисунке 3.3. Характеристики Ткаченко и Сазонова оказались неприменимы в данных условиях и не будут использованы в дальнейших расчётах.

На втором этапе выполнено моделирование совместной эксплуатации пластов. Общая добыча жидкости из двух пластов по каждой скважине на каждом шаге была разделена между пластами пропорционально произведению гидропроводности на депрессию. Сопоставление разделения добычи жидкости между пластами по результатам гидродинамического моделирования и методики разделения приведено на рисунке 3.4.

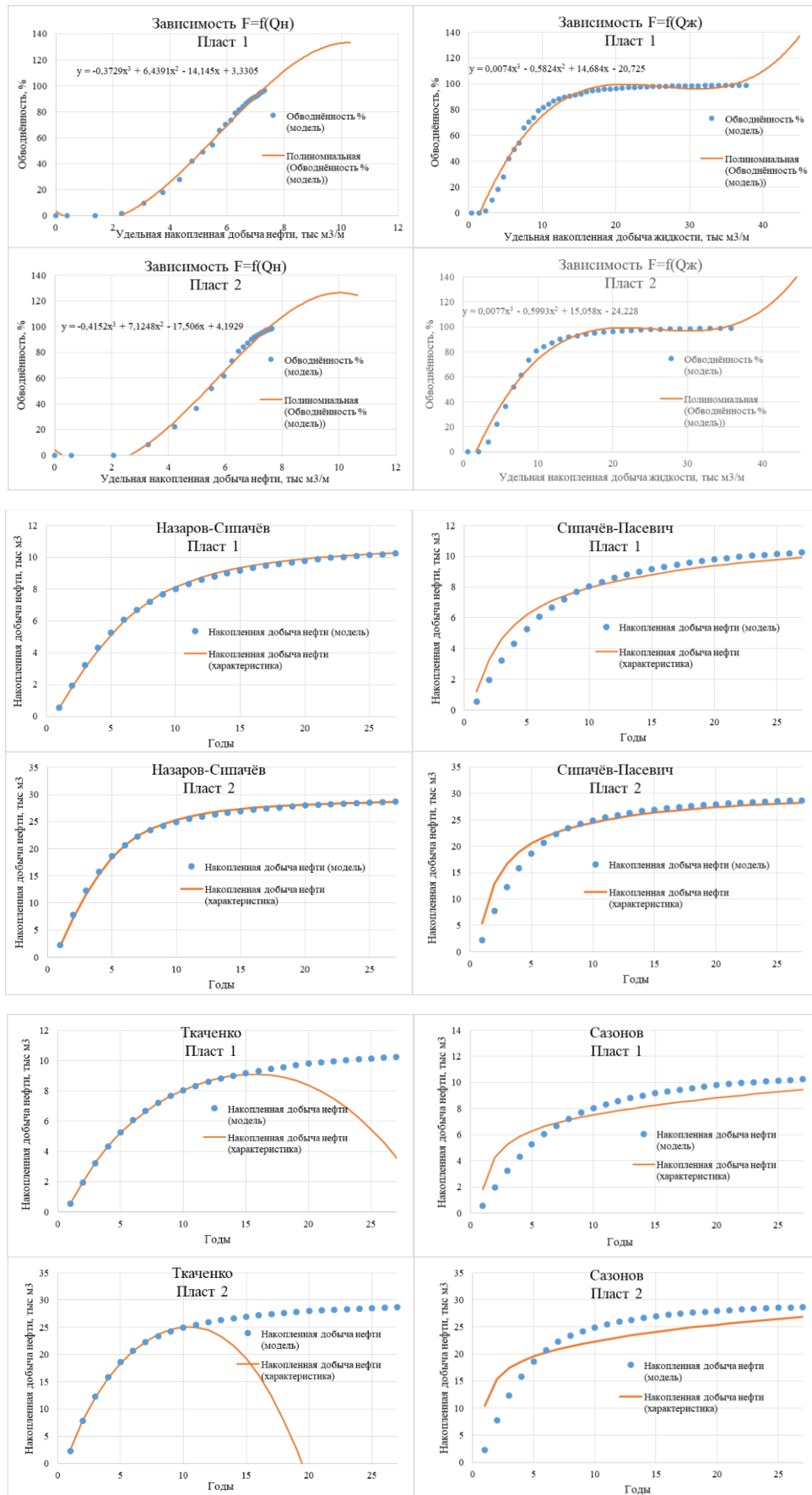


Рисунок 3.3 – Зависимости $F=f(Q_j)$, $F=f(Q_n)$ и характеристики вытеснения, полученные по результатам гидродинамического моделирования

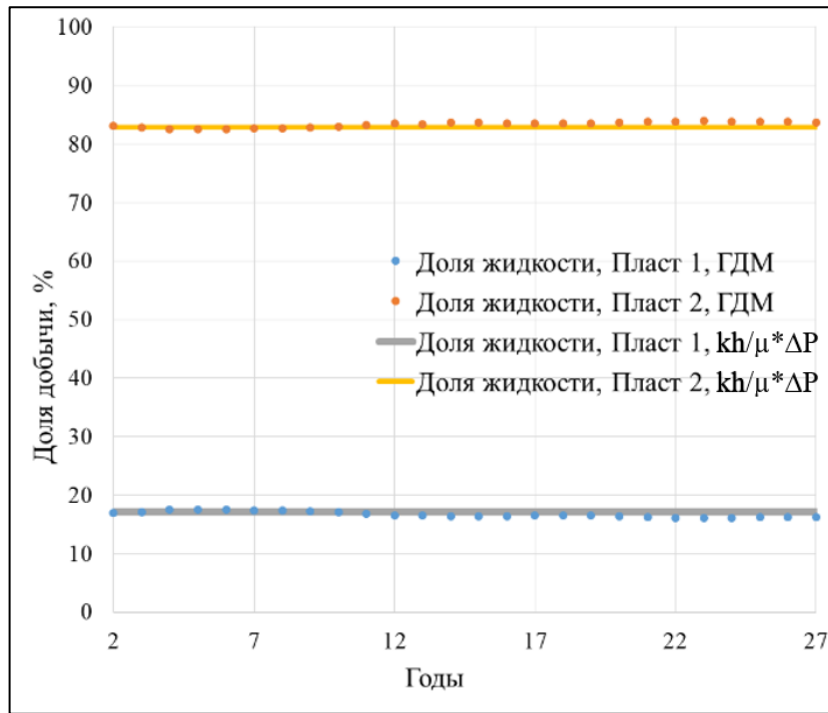


Рисунок 3.4 – Сопоставление разделения добычи жидкости между пластами по результатам гидродинамического моделирования и предложенной методике

Разделение общей добычи нефти по каждой скважине за каждый год выполнено на основании построенных характеристик и зависимостей. На каждом шаге расчёта накопленное значение добычи жидкости (воды) подставлялось в полученные характеристики и зависимости, в результате чего определялась «расчётная» добыча нефти. После этого суммарная добыча нефти по скважине из модели делилась пропорционально «расчётной» добыче нефти. Сопоставление разделения добычи нефти по результатам гидродинамического моделирования и применения характеристик приведено в таблице 3.2 и на рисунках 3.5-3.8.

Таблица 3.2 – Сопоставление накопленной добычи нефти

Методика разделения	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	
	Пласт 1	Пласт 2
Гидродинамическая модель	117	381
Зависимость обводнённости от накопленной добычи жидкости $F=f(Q_{ж})$	114	384
Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти $F=f(Q_{н})$	94	404
Характеристика вытеснения Сипачёва-Пасевича	116	382
Характеристика вытеснения Назарова-Сипачёва	133	365

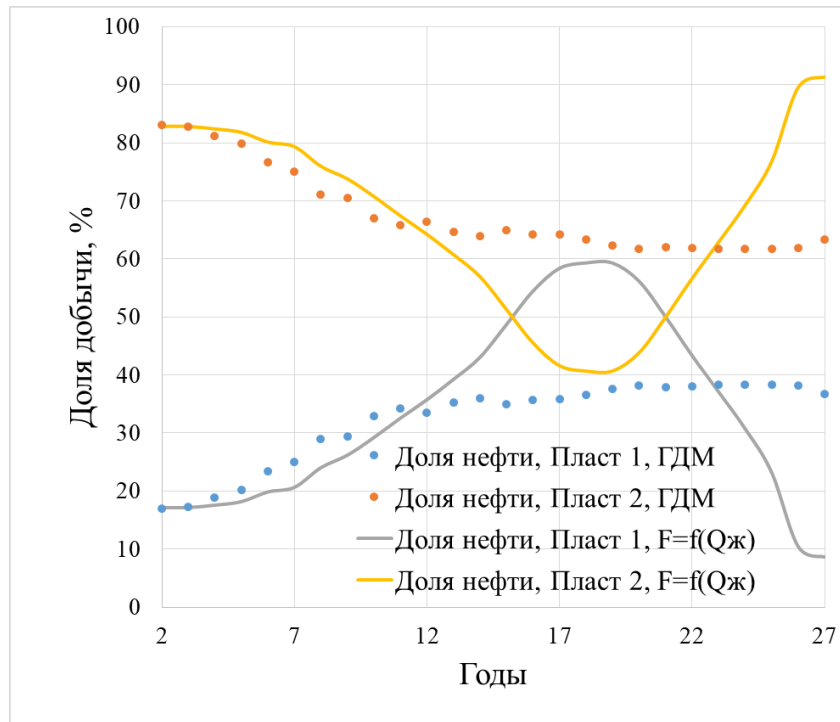


Рисунок 3.5 – Сопоставление разделения добычи нефти между пластами по результатам гидродинамического моделирования и зависимости обводнённости от удельной накопленной добычи жидкости

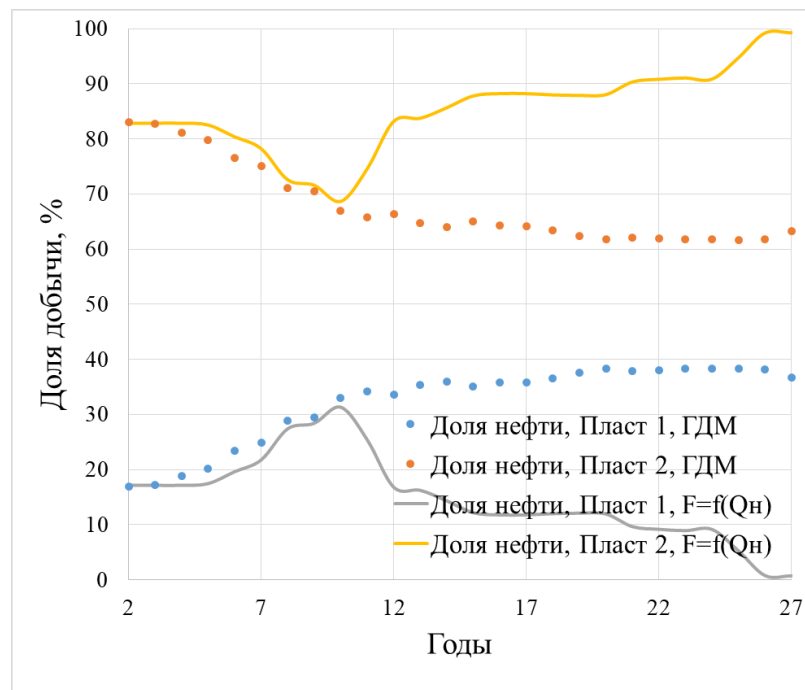


Рисунок 3.6 – Сопоставление разделения добычи нефти между пластами по результатам гидродинамического моделирования и зависимости обводнённости от удельной накопленной добычи нефти

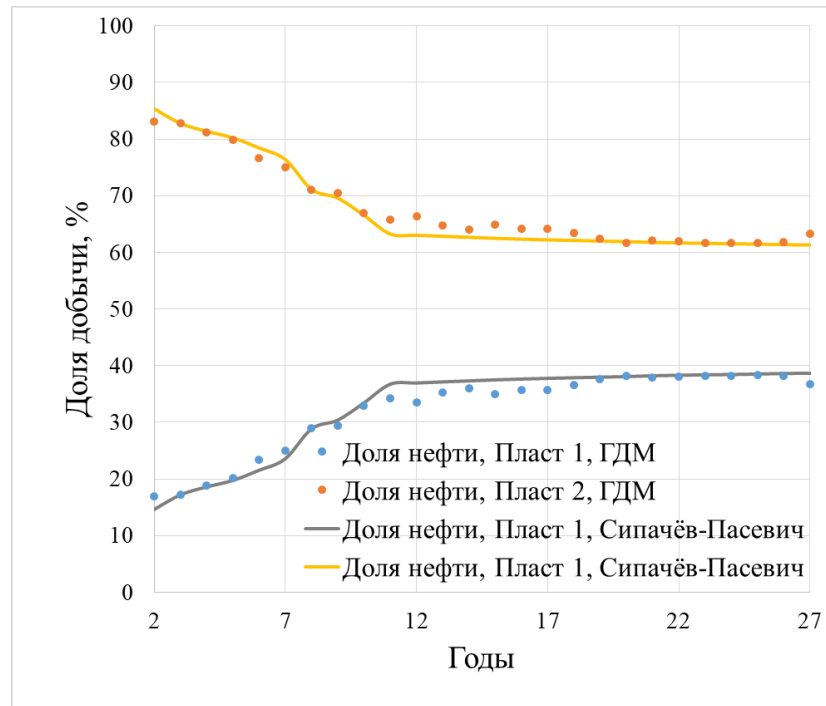


Рисунок 3.7 – Сопоставление разделения добычи нефти между пластами по результатам гидродинамического моделирования и характеристики вытеснения Сипачёва Н. В. – Пасевича Л. Г.

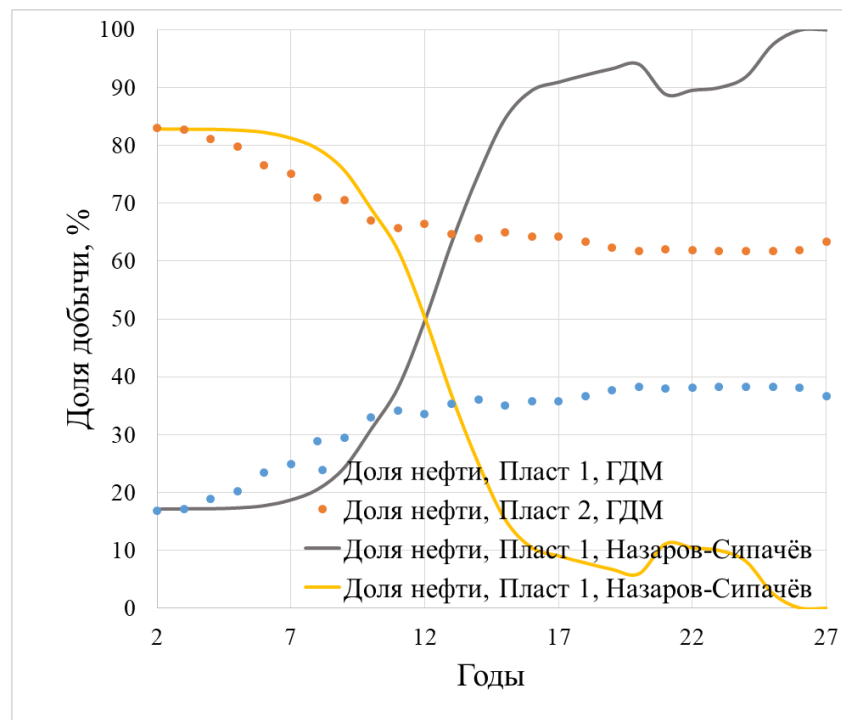


Рисунок 3.8 – Сопоставление разделения добычи нефти между пластами по результатам гидродинамического моделирования и характеристики вытеснения Назарова С. Н. – Сипачёва Н. В.

Вне зависимости от применённого метода общий тренд разделения накопленной добычи нефти сохраняется. При этом в динамике наиболее корректное решение получено с помощью характеристики вытеснения Сипачёва Н. В. – Пасевича Л. Г. По накопленной добыче данная характеристика вытеснения также позволяет получить разделение наиболее близкое к гидродинамическому расчёту.

Существенным недостатком применения зависимостей $F=f(Q_{ж})$, $F=f(Q_{н})$ является необходимость их аппроксимации полиномами второй или третьей степени. Полученные полиномы не имеют под собой физического смысла и в ряде случаев (особенно при значительных накопленных отборах) дают некорректное решение, рисунок 3.3. По этой причине в данной работе был предложен подход с использованием характеристик вытеснения, которые лишены данного недостатка.

Таким образом, учитывая результаты гидродинамического моделирования, получено подтверждение возможности использования характеристик вытеснения для определения обводнённости продукции каждого из продуктивных пластов.

3.3 Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более пластов

Предлагаемая методика разделения добычи и закачки включает в себя следующую последовательность действий:

1. Подготовка исходных для расчёта данных: месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), содержащих добычу нефти, жидкости и закачки, РИГИС, замеры пластового давления, динамика забойных давлений, данные ПГИ, динамика добычи нефти и жидкости по скважинам с индивидуальным вскрытием пластов, геолого-физическая характеристика пластов (ГФХ), интервалы перфорации, результаты проведения ГРП (ширина, полудлина трещины, проницаемость пропанта).

2. Построение характеристик вытеснения для каждого пласта (при необходимости участков пласта) на основании результатов работы скважин с

индивидуальным вскрытием. Для построения характеристик рекомендуется выбирать скважины с длительным сроком эксплуатации, достигших высоких значений обводнённости (около 98 %), не имеющих технических нарушений. Скважины должны быть расположены в геологических условиях, аналогичных скважинам, на которых будет выполняться разделение добычи.

3. Определение граничного значения коэффициента проницаемости, либо гидропроводности, ниже которого пропластки не вовлекаются в разработку. Последовательность действий для определения граничных значений представлена в главе 1.

4. Выделение «замкнутых» элементов разработки внутри каждого пласта, которые будут использоваться в уравнении материального баланса, с учётом особенностей сложившейся на месторождении системы заводнения и истории разработки. Для выделенных элементов на основании имеющихся замеров пластового давления рассчитываются средневзвешенные пластовые давления на несколько дат из истории разработки. Количество средневзвешенных давлений должно быть достаточным для восстановления динамики пластового давления за весь период разработки с помощью уравнения материального баланса.

5. Разделение закачки на нагнетательных скважинах осуществляется на основании данных ПГИ, производству гидропроводности на депрессию или CfD в случае проведения ГРП. Приоритет отдаётся данным ПГИ.

6. Разделение добычи на скважинах, объединённых в один «замкнутый» элемент разработки, начинается с определения общего начального коэффициента продуктивности по жидкости по каждой скважине на первую дату участия скважины в совместной добыче. Общий начальный коэффициент продуктивности разделяется между пластами пропорционально гидропроводности, таким образом определяется коэффициент продуктивности каждого пласта, участвующего в совместной добыче. Расчёт гидропроводности при этом производится с учётом определённого ранее граничного значения. Если на скважине был выполнен гидроразрыв пласта, то разделение коэффициента продуктивности осуществляется пропорционально CfD. Определённый коэффициент продуктивности для каждого

пласта сохраняется до проведения новой перфорации, ПГИ или ГРП. Разделение добычи жидкости осуществляется пропорционально произведению коэффициента продуктивности пласта на депрессию. Пластовое давление для расчёта депрессии определяется из решения материального баланса для элементов.

7. Процесс разделения добычи осуществляется по каждой скважине с шагом в один месяц. На каждом новом шаге проверяется изменение интервалов перфорации, проведение изоляций, ГРП и ПГИ. При наступлении одного из этих событий коэффициенты продуктивности пересчитываются.

8. На каждом шаге расчёта по элементам производится расчёт пластового давления по уравнению материального баланса. Полученное значение пластового давления используется для расчёта депрессии на следующем шаге.

9. Разделение добычи нефти осуществляется по построенной на этапе 2 характеристике вытеснения. Накопленное значение добычи жидкости (воды) по скважине на каждом шаге расчёта подставляется, в результате чего определяется «расчётная» добыча нефти. После этого суммарная добыча нефти по скважине делится пропорционально «расчётной» добыче нефти [82].

Блок-схема разделения добычи и закачки приведена на рисунке 3.9.

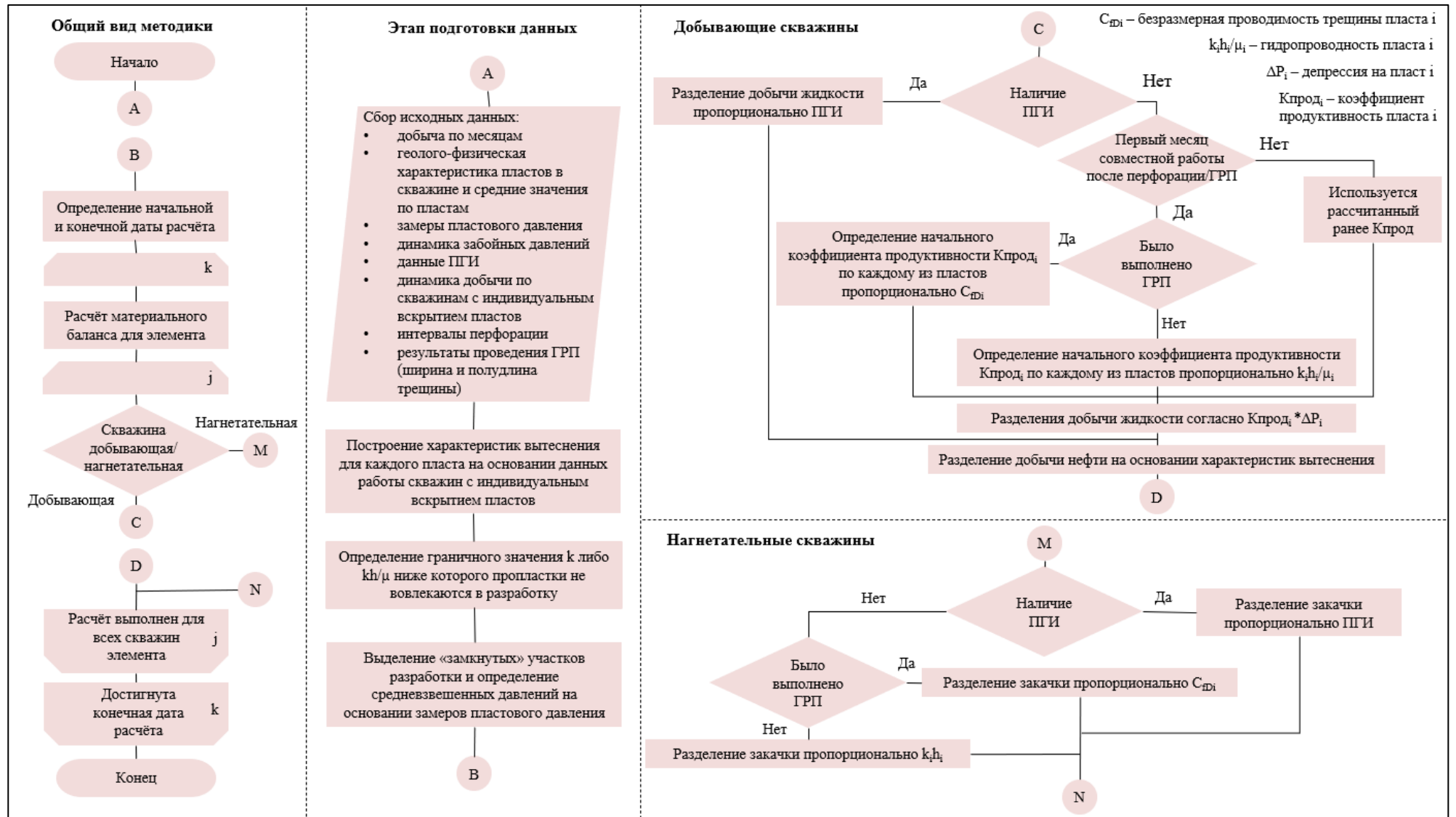


Рисунок 3.9 – Блок-схема разделения добычи и закачки при совместной эксплуатации

3.4 Совершенствование критериев для принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации

Из представленных выше материалов следует, что совместная эксплуатация – сложный для контроля и регулирования процесс. По этой причине актуальным является вопрос о критериях объединения пластов для совместной эксплуатации. В работах В. Г. Каналина, Л. Ф. Дементьева и А.С. Самойлова в качестве основных критериев объединения пластов для совместной эксплуатации выделены нефтенасыщенная толщина пласта, проницаемость, расчлененность, вязкость нефти, пористость. Граничные значения параметров определены на основании гидродинамического моделирования (таблица 3.3).

В качестве параметров, по которым в итоге оценивалась возможность совместной эксплуатации, авторами были выбраны КИН и накопленная добыча нефти, граничное значение для данных параметров установлено на уровне 30 %.

Таблица 3.3 – Критерии объединения пластов для совместной эксплуатации

Параметры	Граничные значения (не более)	Фактические данные			Граничные значения по усовершенствованной методике (не более)
		Среднее	Макс	Мин	
Используемые ранее критерии					
Отношение нефтенасыщенных толщин (h_{max}/h_{min})	7,0 ед.	2,5 ед.	7,5 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Отношение проницаемостей (k_{max}/k_{min})	7,0 ед.	4,0 ед.	6,8 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Отношение коэффициентов расчленённости (K_{max}/K_{min})	2,0 ед.	2,4 ед.	5,0 ед.	1,0 ед.	5,0 ед.
Отношение вязкостей (μ_{max}/μ_{min})	7,0 ед.	1,2 ед.	2,7 ед.	1,0 ед.	7,0 ед.
Критерии, предложенные в усовершенствованной методике					
Расстояние между пластами	-	8,2 м	30,0 м	1,6 м	30 м
Отношение начальных пластовых давлений (P_{max}/P_{min})	-	1,04 ед.	1,09 ед.	1,01 ед.	1,09 ед.
Отношение гидропроводностей ($\epsilon_{max}/\epsilon_{min}$)	-	5,0 ед.			5,0 ед.

Представленный подход имеет потенциал для совершенствования, связанный с тем, что для определения граничных значений использовалось гидродинамическое моделирование без привязки к промысловым данным и исследованиям скважин. Кроме этого, граница в 30 % по КИН и накопленной добыче нефти определена условно. Следует отметить также, что значения толщин, проницаемостей, расчленённости и вязкости существуют не обособленно друг от друга и могут накладываться, ухудшая или улучшая итоговый результат при объединении пластов для совместной разработки.

С целью уточнения критериев объединения изучены геолого-физические характеристики и показатели выработки 23 месторождений с совместной эксплуатацией, включающих в себя 28 объектов, 95 пластов (Приложение Г). Установлено, что отставание в выработке менее продуктивного пласта увеличивается при отношении гидропроводности пластов более 5,0 ед. (таблица 3.4, рисунок 3.10). Кроме этого, критерии объединения пластов на основании изученных многопластовых объектов предлагается дополнить отношением начальных пластовых давлений не более 1,09 ед. и расстояния между пластами не более 30 м, таблица 3.4.

Таблица 3.4 – Различие в выработке пластов в зависимости от отношения гидропроводностей

Отношение гидропроводностей ($\epsilon_{\max}/\epsilon_{\min}$), д. ед.	Доля пластов с отставанием в выработке, %	Среднее расхождение по отбору от НИЗ, %	Среднее расхождение по проектному КИН, д. ед.	Среднее расхождение по текущему КИН, д. ед.	Среднее расхождение по обводнённости, %
Менее 5	73	8	0,04	0,05	1
Более 5	80	15	0,10	0,13	4

В результате полный перечень уточнённых критериев включает в себя: одинаковое фазовое состояние залежей; совпадение залежей в плане; одинаковые осложняющие факторы; одинаковые литологические характеристики; одинаковый тип пустотного пространства; одинаковый характер смачиваемости коллекторов; отношение нефтенасыщенных толщин (h_{\max}/h_{\min}) не более 7,0 ед.; отношение проницаемостей (k_{\max}/k_{\min}) не более 7,0 ед.; отношение коэффициентов

расчленённости (K_{\max}/K_{\min}) не более 5,0 ед.; отношение вязкостей (μ_{\max}/μ_{\min}) не более 7,0 ед.; отношение гидропроводностей ($\epsilon_{\max}/\epsilon_{\min}$) не более 5 ед.; близость расположения не более 30 м по глубине; отношение начальных пластовых давлений (P_{\max}/P_{\min}) не более 1,09 ед.

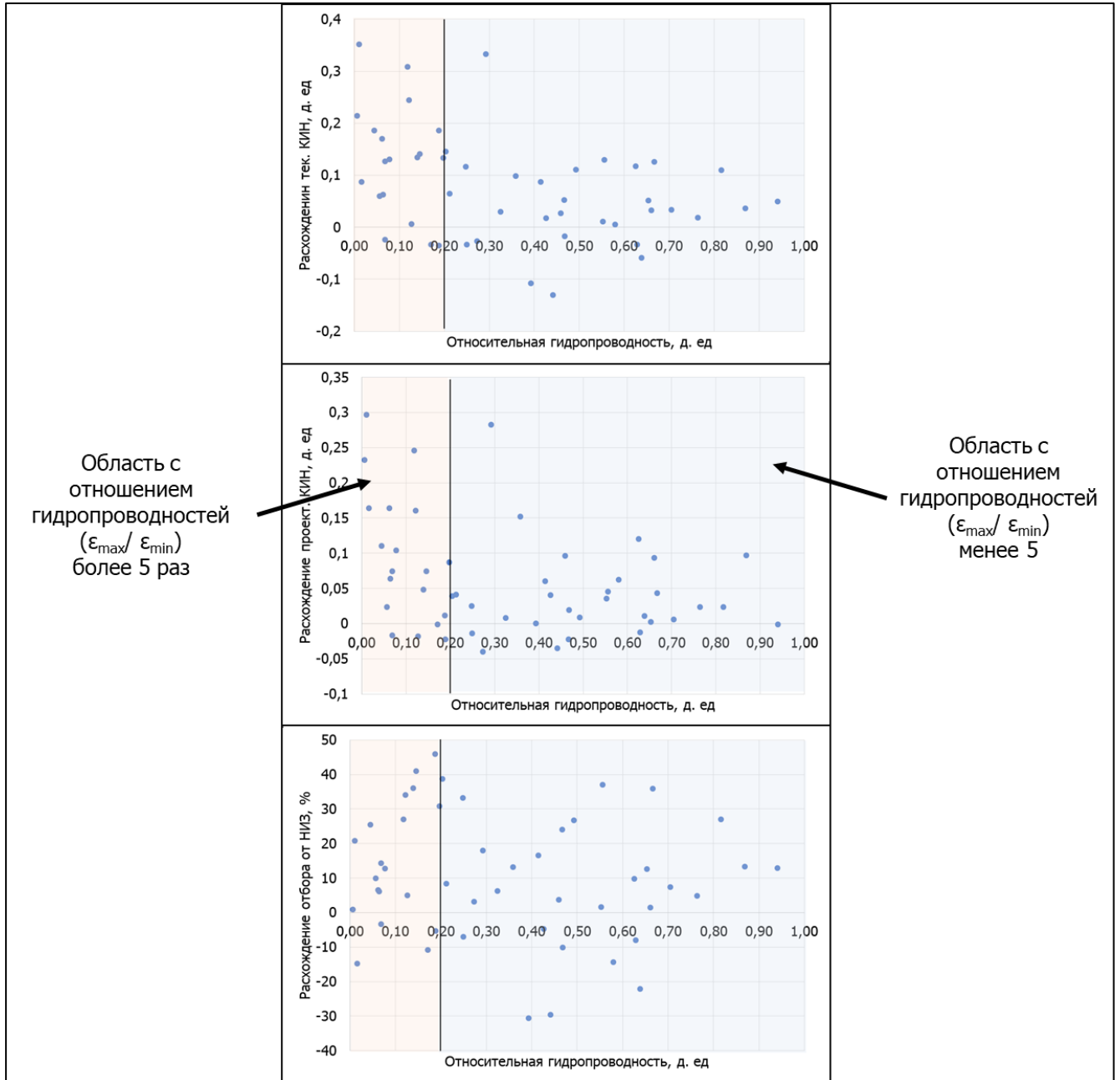


Рисунок 3.10 – Различия в выработке пластов в зависимости от отношения гидропроводностей

Выводы по 3 главе:

а) На основании изученного опыта выделены основные проблемные аспекты разделения добычи нефти, жидкости и закачки, которые должны быть учтены в усовершенствованной методике разделения.

б) Предложено применение характеристик вытеснения для определения обводнённости продукции каждого из совместно работающих пластов. Возможность использования характеристик вытеснения подтверждена с использованием гидродинамического моделирования.

в) Усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации пластов и методика принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации. Усовершенствованная методика позволяет уточнить остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

г) Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов. Объединение пластов для совместной разработки рекомендуется в условиях различия гидропроводностей не более 5 ед., расстояния между пластами не более 30 м и различия начальных пластовых давлений не более 1,09 ед.

ГЛАВА 4 АПРОБАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ

4.1 Динамика показателей разработки на участке апробации методики разделения добычи и закачки

На участке апробации методики разделения добычи и закачки в разработку вовлечены совпадающие в плане объекты БС10 (пласты БС10/1 и БС10/2) и БС11 (пласты БС11/1 и БС11/2).

Участок введён в разработку в 1985 году, период активного разбуривания обоих объектов продолжался до 1988 года. Сетки скважин БС10 и БС11 пробурены со смещением на 250 м по диагонали на северо-восток. Ввод нагнетательных скважин осуществлялся после отработки на нефти продолжительностью от шести месяцев до двух лет. Формирование системы разработки полностью завершилось к 1990 году.

Ввод добывающих скважин на объекте БС10 осуществлялся преимущественно со вскрытием пласта БС10/2, после достижения обводнённости 90-95 % через 5-10 лет после начала эксплуатации осуществлялось приобщение пласта БС10/1. В части скважин был выполнен перевод на объект БС11 либо приобщение пластов этого объекта.

На объекте БС11 в центральной части, где пласты БС11/1 и БС11/2 совпадают в плане, их ввод осуществлялся совместно. После достижения на объекте БС11 обводнённости свыше 98 % выполнялся перевод скважин на объект БС10.

При переводе скважин с объекта БС11 на пласт БС10/2 была получена обводнённость, близкая к обводнённости соседних скважин, вскрывших пласт БС10/2, что указывает на равномерную выработку запасов пласта.

Начиная с 2002 года, были выполнены работы по организации самостоятельной эксплуатации пласта БС10/1 путём переводов и изоляций. До этого периода пласт БС10/1 эксплуатировался совместно с другими пластами. Работа скважин, эксплуатирующих пласт БС10/1 характеризовалась низкими

дебитами нефти, в среднем составляющими 6 т/сут, но средняя обводнённость при этом также была низкой – 8 %. В то же время по ближайшим скважинам, эксплуатирующим пласт БС10/2, обводнённость превышала 90 %.

Сложившаяся в 2002-2003 годах система разработки участка оставалась без значительных изменений за исключением выполнения форсированного отбора жидкости на пластах БС10/2 и БС11/2 начиная с 2006 года, для снижения темпов падения добычи нефти. Динамика технологических показателей разработки участка приведена на рисунке 4.1.

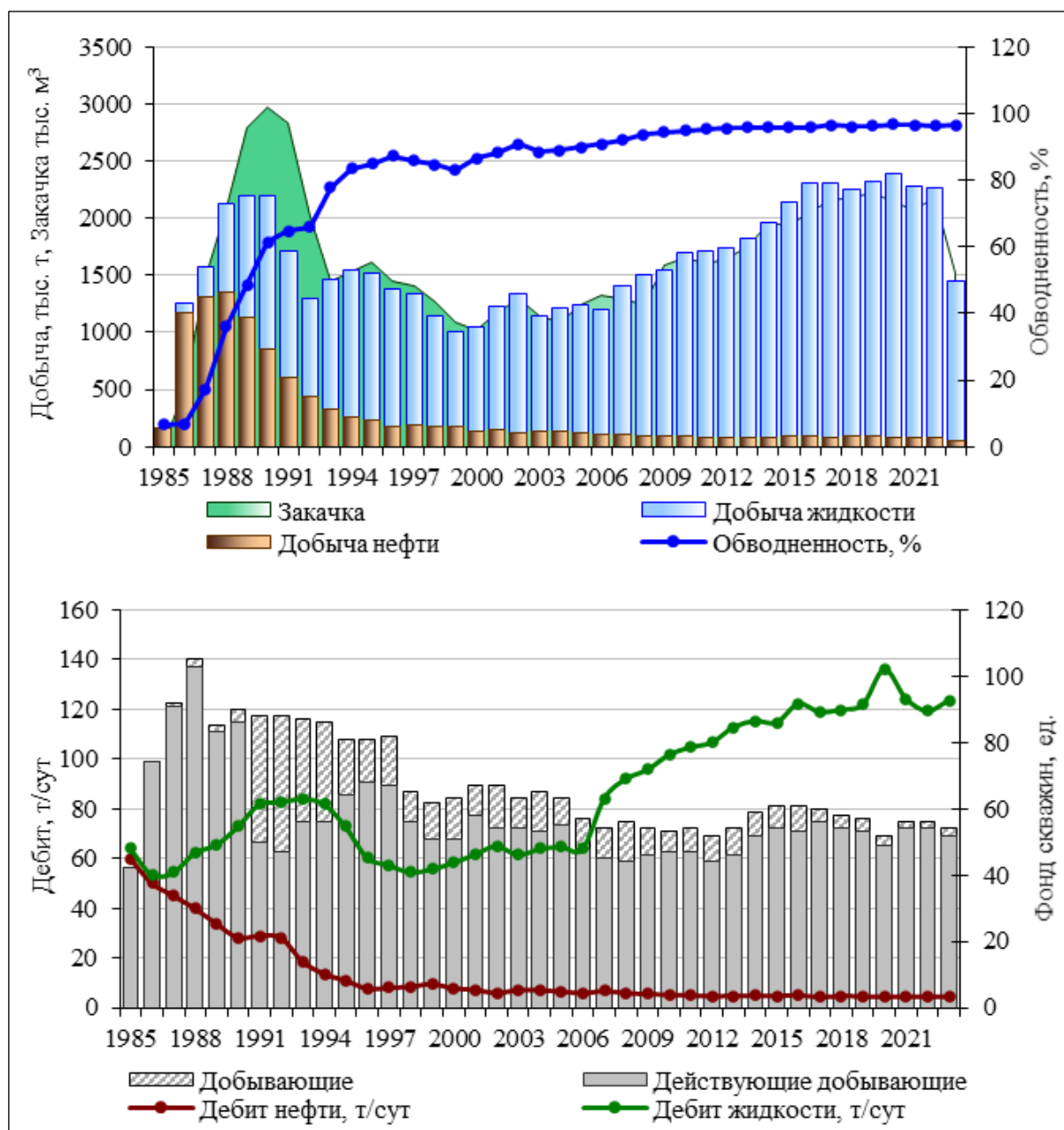


Рисунок 4.1 – Динамика технологических показателей разработки.

Участок апробации методики разделения добычи и закачки

В 2021 году на пласт БС10/1 были пробурены два горизонтальных боковых ствола с низкой входной обводнённостью. Входные и текущие дебиты, а также накопленная добыча нефти приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты бурения БГС на пласт БС10/1 в 2021 году

Скв.	Входные показатели			Накопленная добыча нефти на 01.01.2024, тыс. т	Примечание
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	f, %		
740Л	7,7	8,6	10,3	3,7	
764Л	4,9	10,8	54,1	3,1	Через несколько месяцев после ввода обводнённость снизилась до 8,7 % и сохраняется на этом уровне

Таким образом, анализ разработки участка и выполненных ГТМ позволяет сделать вывод о том, что на протяжении всего периода разработки сохраняется отставание выработки запасов пласта БС10/1 от БС10/2 и на текущий момент существует потенциал для выполнения ГТМ, направленных на самостоятельную выработку пласта БС10/1.

4.2 Разделение добычи за весь период разработки участка

На выбранном участке работ в эксплуатации пребывало 147 скважин, из них 101 скважина участвовала в совместной эксплуатации, 46 скважин на протяжении всего периода эксплуатации в совместной эксплуатации не участвовали, тем не менее показатели их работы должны быть учтены в работе для корректного решения уравнения материального баланса.

Для расчёта материального баланса выделено четыре «замкнутых» элемента по одному для каждого из пластов (БС10/1, БС10/2, БС11/1, БС11/2). Границами всех элементов стали ряды нагнетательных скважин, по сути, каждый из выделенных элементов представляет из себя блок трёхрядной системы заводнения. По причине простой геометрии выделенных элементов разделение закачки на границах выделенных элементов и остальной части месторождения произведено по

геометрическому принципу, изложенному в главе 3. В результате общий объём закачки, принятой для расчёта, составил 50 % от накопленной закачки по МЭР.

Пластовые давления на основании исторических замеров были определены для шести дат: 01.08.1985 (начальное пластовое давление), 01.01.1992, 01.01.2000, 01.01.2010, 01.01.2020, 01.01.2024. Выбранные даты равномерно охватывают весь период разработки. Динамика пластовых давлений представлена на рисунке 4.2.

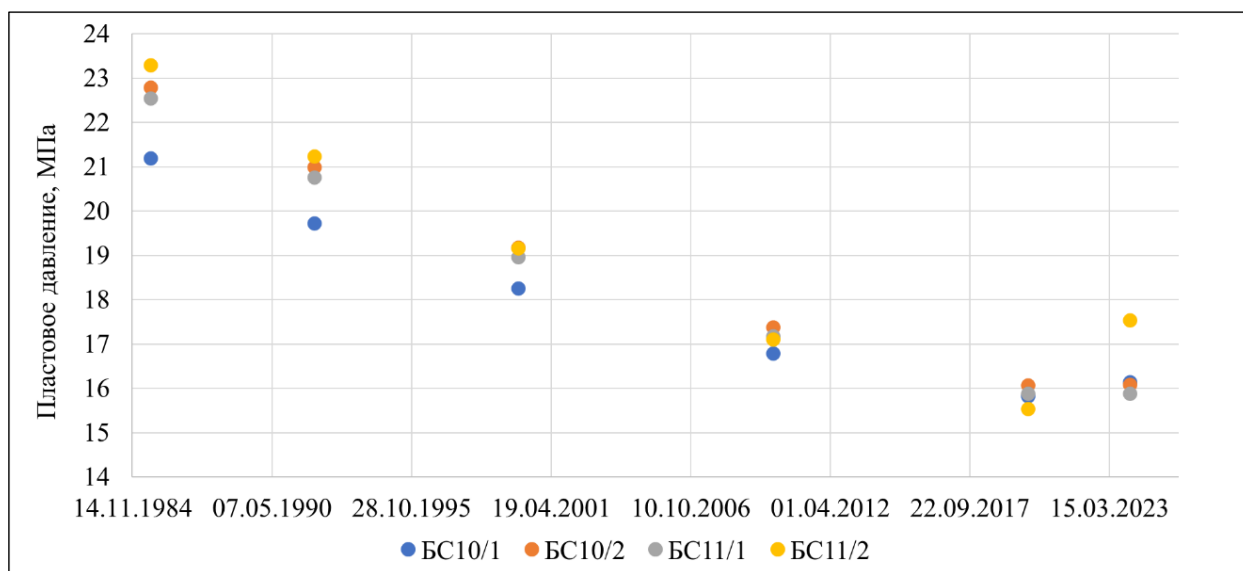


Рисунок 4.2 – Динамика пластовых давлений на участке работ

Для построения характеристик вытеснения были отобраны скважины с индивидуальным вскрытием каждого из пластов. Критериями отбора скважин были длительный срок эксплуатации с достижением высоких значений обводнённости (около 98 %) и отсутствие технических нарушений, отобранные скважины. Отобранные скважины расположены в северной и центральной части месторождения в геологических условиях идентичных участку разделения добычи. В характеристике BC10/1 учтено 14 скважин, BC10/2 – 14, BC11/1 – 6, BC11/2 – 16.

Были применены часто используемые в практике характеристики вытеснения: Сипачёва Н. В. – Пасевича Л. Г., Ткаченко И. А., Лысенко В. Д., Сазонова Б. Ф., Медведского Р. И., Леонова В. А. Для работы с характеристиками и выбора оптимальной из них был разработан специальный программный продукт на языке программирования Python. Наилучшее качество аппроксимации достигнуто при использовании характеристики Ткаченко И. А. для пласта BC10/1,

Медведского Р. И. для БС10/2, Сипачёва Н. В. – Пасевича Л. Г. для БС11/1, Лысенко В. Д. для БС11/2 (рисунок 4.3, 4.4).

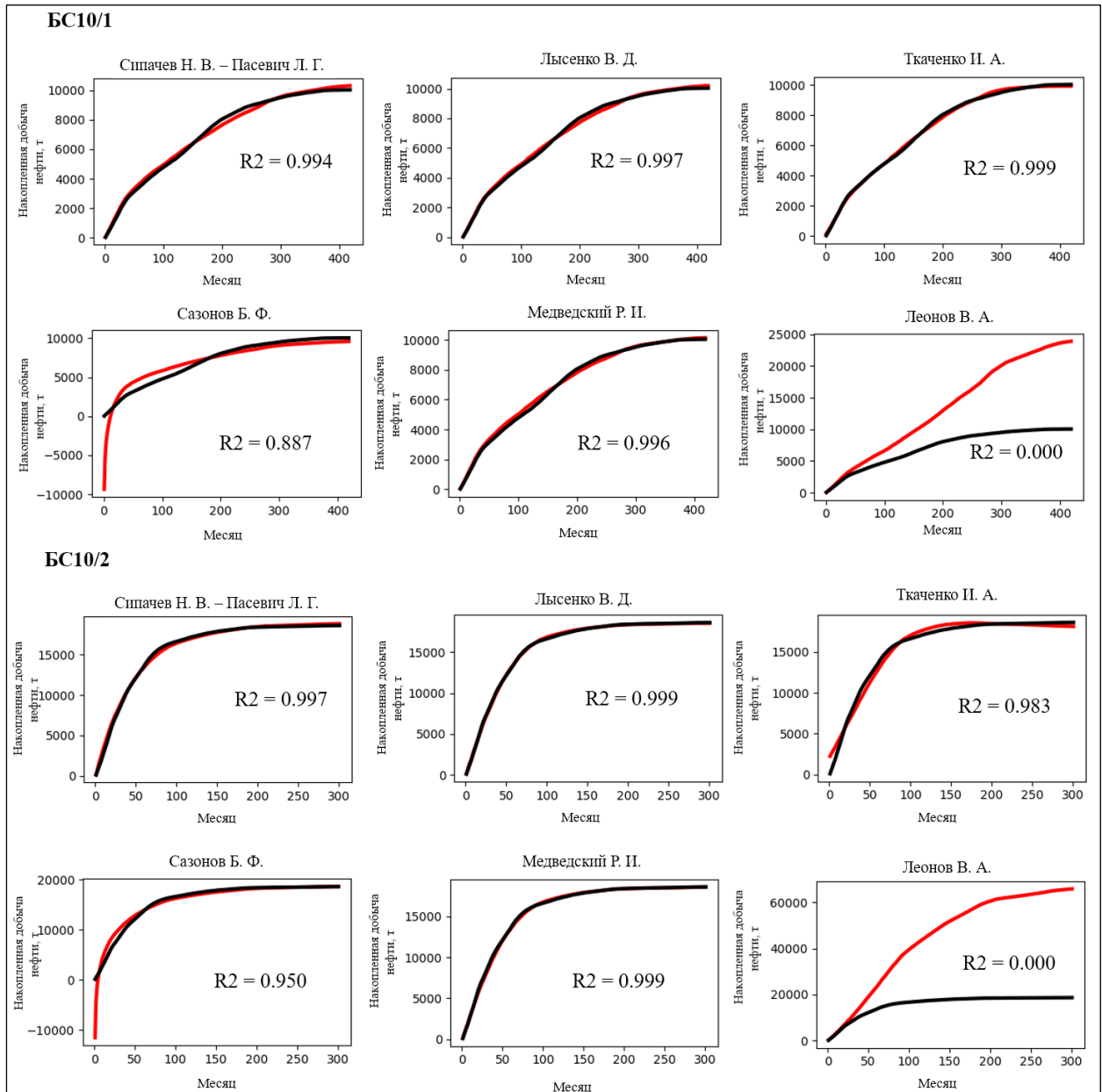


Рисунок 4.3 – Характеристики вытеснения пластов БС10/1, БС10/2

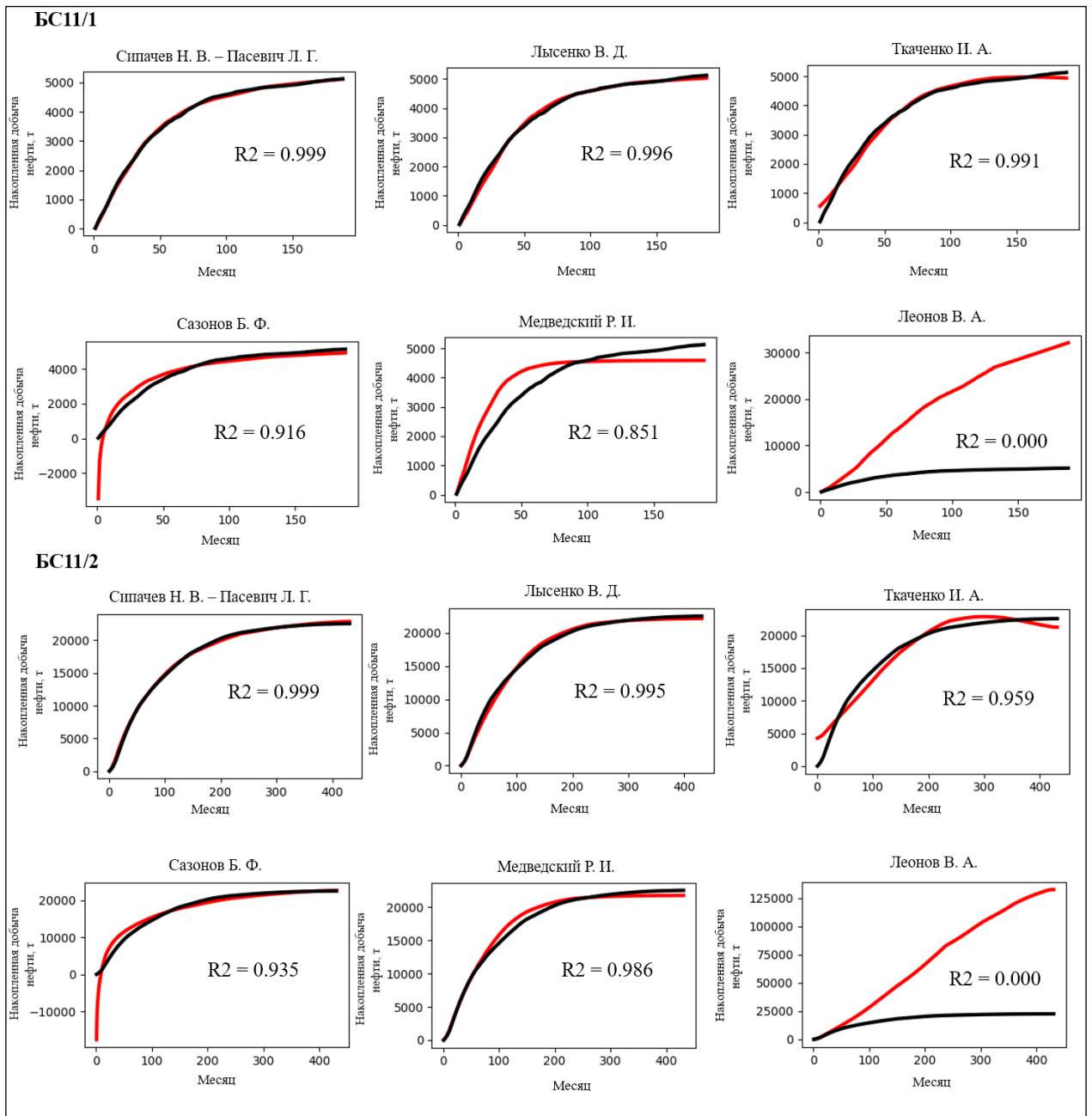


Рисунок 4.4 – Характеристики вытеснения пластов BC11/1, BC11/2

Граничные значения, ниже которых пропластки в добывающих и нагнетательных скважинах не вовлекаются в работу приняты равными 0,26 д. ед относительной гидропроводности для добывающих скважин и 0,22 д. ед относительной проницаемости для нагнетательных скважин. Процесс определения данных значений подробно изложен в главе 1.

При выполнении разделения добычи и закачки были проанализированы и учтены в расчёте 486 ПГИ и семь ГРП. Все ГРП, выполненные на участке разделения добычи, охватывают пласты BC10/1 и BC10/2.

В результате выполненного расчёта 79 тыс. т накопленной добычи нефти перераспределено с пласта БС10/1 преимущественно на пласты БС10/2. Ещё одним значимым результатом стало перераспределение 423 тыс. т нефти с пласта БС11/1 на пласты БС11/2 и БС10/2. Накопленная добыча, числящаяся в МЭР по пласту БС11/1 была избыточной, при НГЗ, составляющих 2636 тыс. т текущий КИН равнялся 0,386 (утверждённый КИН 0,272), текущий коэффициент охвата достиг 0,904, что не характерно для пластов аналогичных БС11/1. После выполненного перераспределения накопленная добыча, приходящаяся на пласт БС11/1, составила 595, текущий коэффициент охвата – 0,529.

После разделения добычи по каждому из пластов выполнена оценка извлекаемых запасов с использованием характеристик вытеснения (таблица 4.2). Данный метод базируется на прогнозе фактических данных о добыче нефти и жидкости при эксплуатации скважин до предельной обводнённости – 99 %, при которой на месторождении N производится отключение скважин. В результате расчёта установлено, что по пластам БС10/2, БС11/1 и БС11/2 проектный КИН может быть достигнут при сложившейся системе разработки. Большая часть остаточных запасов на участке сосредоточена в пласте БС10/1 и не может быть извлечена без проведения дополнительных ГТМ. Результаты выполненного разделения добычи представлены в сводной таблице 4.3.

Результаты разделения добычи и концентрация остаточных запасов в пласте БС10/1 подтверждается скважинами 697, 764Л, 740Л, 754 и 700 с селективной перфорацией БС10/1, работающими с обводнённостью от 5 до 14 %. В то время как обводнённость соседних скважин с совместной эксплуатацией составляет в среднем 98 %.

Таблица 4.2 – Результаты расчета извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения

Прогнозные показатели	Характеристика	НИЗ, тыс. т
BC10/1	Сипачев Н. В. – Пасевич Л. Г.	1093
	Пирвердян А. М.	1070
	Камбаров Г. С.	941
	Среднее значение	1035
BC10/2	Сипачев Н. В. – Пасевич Л. Г.	4251
	Пирвердян А. М.	4302
	Камбаров Г. С.	4201
	Среднее значение	4251
BC11/1	Сипачев Н. В. – Пасевич Л. Г.	714
	Пирвердян А. М.	738
	Камбаров Г. С.	690
	Среднее значение	714
BC10/1	Сипачев Н. В. – Пасевич Л. Г.	5782
	Пирвердян А. М.	5754
	Камбаров Г. С.	5869
	Среднее значение	5802

Таблица 4.3 – Результаты разделения добычи на участке работ

Пласт	НГЗ, тыс. т	Проектный КИН	НИЗ, тыс. т	Отчётность		Остаточные запасы (проектный КИН), тыс. т	Расчёт разделения добычи		Прогноз накопленной добычи нефти на конец разработки без ГТМ, тыс. т	Прогноз добычи нефти от ГТМ (раздел 4.3), тыс. т	Остаточные запасы нефти, тыс. т
				Накоп. добыча нефти, тыс. т	Текущий КИН, д. ед.		Накоп. добыча нефти, тыс. т	Текущий КИН, д. ед.			
БС10/1	4670	0,279	1303	760	0,163	543	681	0,146	1035	271	625
БС10/2	8094	0,525	4249	3766	0,465	483	3993	0,493	4251	0	258
БС11/1	2636	0,272	709	1018	0,386	0	595	0,226	714	0	119
БС11/2	15549	0,371	5769	5427	0,349	342	5702	0,367	5802	0	100

4.3 Рекомендации по совершенствованию системы разработки на участке апробации методики разделения добычи

Для выработки остаточных запасов на участке предлагается выполнить уплотняющее бурение на пласт БС10/1. Фонд для бурения составляет пять добывающих горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 500 – 700 м и две нагнетательные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 500 м (рисунок 4.5). Нагнетательные скважины вводятся с отработкой на нефть длительностью шесть месяцев. Все скважины вводятся без ГРП.

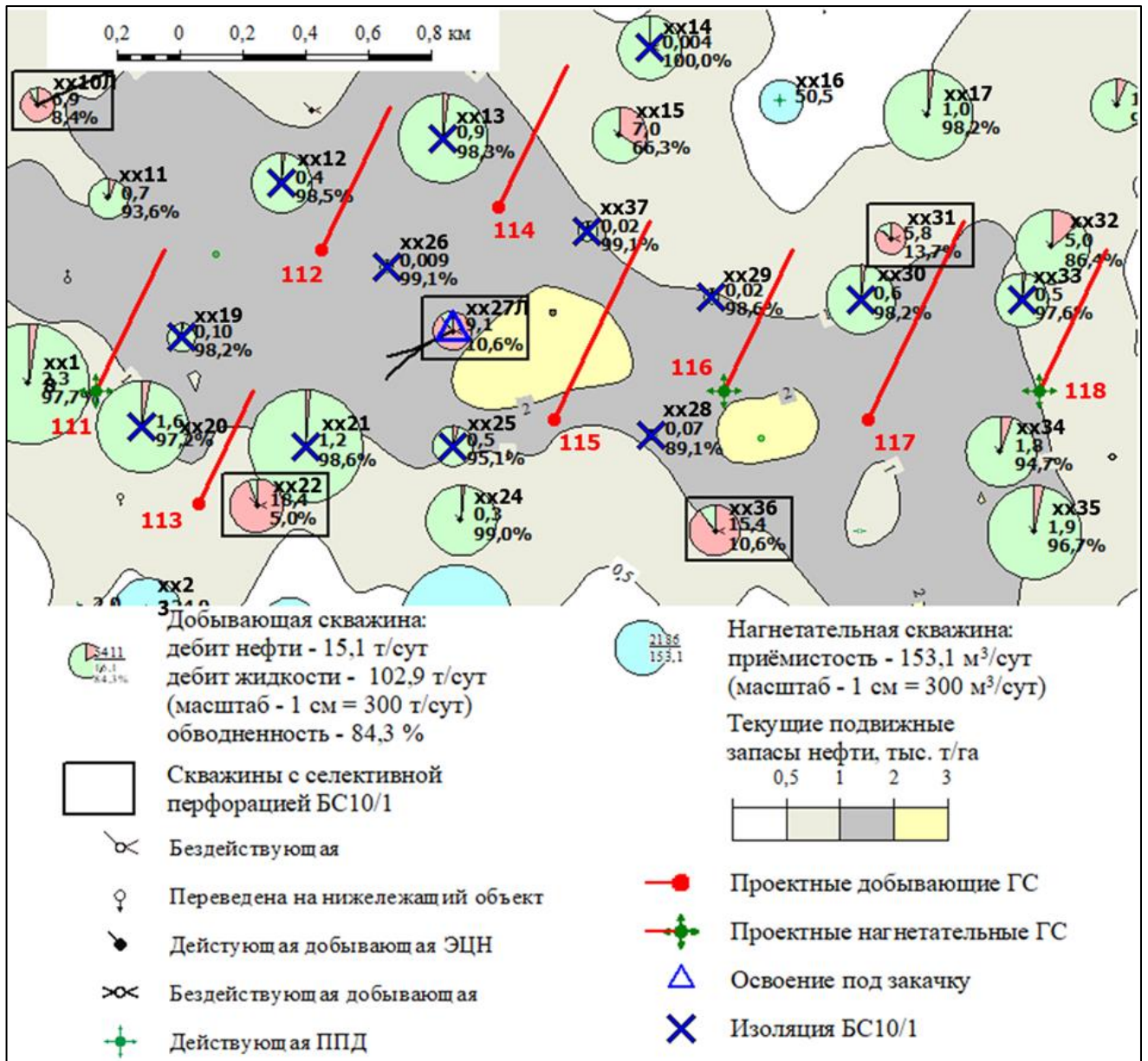


Рисунок 4.5 – Выкопировка из схемы уплотняющего бурения, пласт БС10/1

Направление горизонтальных стволов и их длина адаптированы с учётом возможностей бурения в условиях сложившейся плотной сетки скважин и существующих очагов заводнения.

Кроме этого, в скважинах с совместной эксплуатацией будет выполнена изоляция пласта БС10/1. После ввода новых добывающих скважин с горизонтальным окончанием предлагается освоение БМЗС в центре под закачку с целью создания очага заводнения на участке уплотнения.

Реализация предложенных мероприятий позволит добыть дополнительно 271 тыс. т нефти. Представленный перечень мероприятий включён в рекомендованные проектные решения для объекта БС10 месторождения N при выполнении дополнения к проекту разработки (Приложение Д, Приложение Е).

Выводы по 4 главе:

а) Усовершенствованная методика разделения добычи и закачки апробирована на участке месторождения N.

б) В результате выполненного разделения добычи нефти, жидкости и закачки уточнена структура остаточных запасов. Установлено, что остаточные запасы нефти пласта БС10/1 на участке работ составляют 625 тыс. т.

в) Для выработки остаточных запасов на участке сформирована программа геолого-технических мероприятий, включающих уплотняющее бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в разбуренной зоне на пласт БС10/1. Реализация предложенных мероприятий позволит добыть дополнительно 271 тыс. т нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлено, что в условиях сложившейся системы разработки объекта БС10, выработка пласта БС10/1 отстаёт от БС10/2, отбор от НИЗ БС10/1 составляет 68 % при обводнённости 75 %, отбор от НИЗ БС10/2 – 95 %, при обводнённости 97 %. На основании выявленной зависимости вероятности подключения пропластков в работу установлено, что граничное значение относительной гидропроводности, ниже которого пропластки не вовлекаются в разработку, для добывающих скважин составляет 0,26 д. ед. Для нагнетательных скважин граничное значение относительной проницаемости составляет 0,22 д. ед.

2. Уточнены критерии принятия решения об объединении пластов для совместной эксплуатации на основании фактических результатов разработки многопластовых объектов. Объединение пластов для совместной разработки рекомендуется в условиях различия гидропроводностей не более 5 ед., расстояния между пластами не более 30 м и различия начальных пластовых давлений не более 1,09 ед.

3. Усовершенствована методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки при совместной эксплуатации двух и более нефтяных пластов, отличающаяся тем, что позволяет уточнить остаточные запасы нефти, комплексно учитывая изменение пластового давления, изменение интервалов перфорации, продуктивности пластов, распространение трещин гидроразрыва пласта, а также различный характер обводнения пластов.

4. Усовершенствованная методика разделения добычи нефти, жидкости и закачки апробирована на участке одного из месторождений в Западной Сибири. В результате выполненного разделения добычи нефти, жидкости и закачки установлено, что остаточные запасы нефти пласта БС10/1 на участке работ составляют 625 тыс. т. Для выработки остаточных запасов на участке сформирована программа геолого-технических мероприятий, включающих уплотняющее бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в

разбуренной зоне на пласт БС10/1. Реализация предложенных мероприятий позволит добыть дополнительно 271 тыс. т нефти.

5. Установлено, что пять геохимических коэффициентов позволяют однозначно идентифицировать принадлежность нефти к пластам БС10/1 и БС10/2 объекта БС10 и выполнить разделение добычи между ними.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- БМЗС – боковой многозабойный ствол
- ВНЗ – водонефтяная зона
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГВК – газоводяной контакт
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГДМ – гидродинамическая модель
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГС – горизонтальная скважина
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ГФХ – геолого-физическая характеристика
- КДТ – коэффициент действующих толщин
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта
- МЗС – многозабойная скважина
- МЭР – месячный эксплуатационный рапорт
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы
- ННС – наклонно-направленная скважина
- ОРД – одновременно-раздельная добыча
- ОРЗ – одновременно-раздельная закачка
- ОРЭ – одновременно- раздельная эксплуатация
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ППД – поддержание пластового давления
- РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин
- ТИЗ – текущие извлекаемые запасы
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- ЧНЗ – чисто нефтяная зона
- ЭЦН – электроприводной центробежный насос

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сорокин, А. В. Разработка методов управления гидродинамическими режимами скважин при эксплуатации двух пластов (на примере Ван-Еганского месторождения) : автореф. дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Сорокин Александр Валерьевич — Т., 2008. — 25 с.
2. Дияшев, Р. Н. Некоторые причины негативных последствий совместной разработки многопластовых месторождений и учет их при формировании эксплуатационных объектов / Р. Н. Дияшев // Нефтяное хозяйство. — 2005. — № 7, — С. 110-115.
3. Правила разработки месторождений углеводородного сырья [Текст]. - М : РИОР, 2020. — 26 с.
4. Янин, А. Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / А. Н. Янин. — Тюмень : Зауралье, 2010. — 524 с.
5. Баймухаметов, К. С. О количественной оценке влияния расчлененности пластов на их приемистость в нагнетательных скважинах / К. С. Баймухаметов // Нефтяное хозяйство. — 1978. — № 12, — С. 44-45.
6. Вахитов, Г. Г., Дияшев Анализ результатов исследования скважин месторождения Узень глубинными расходомерами и дебитомерами / Г. Г. Вахитов, Р. Н. Дияшев // Труды ВНИИ. — 1974. — № 60, — С. 217-225.
7. Дияшев, Р. Н. Особенности совместной эксплуатации неоднородных нефтяных пластов при повышенных градиентах давления [Текст] / Р. Н. Дияшев, Е. И. Хмелевских. - Москва : ВНИИОЭНГ, 1974. — 101 с.
8. Тарко Я. Б. Влияние многопластовости заводняемых объектов на характер приемистости нагнетательных скважин / Я. Б. Тарко // Рефер. научн.-техн. сб. Нефтепромысл. дело. — 1979, — № 6, — С. 3-6.
9. Дементьев, Л. Ф. К методике оценки целесообразности объединения нескольких пластов в один эксплуатационный объект / Л. Ф. Дементьев, В. Г. Каналин, В. Г. Нанивская // Научно-технический сборник "Проблемы нефти и газа Тюмени". — 1977. — № 34, — С. 9-12.

10. Дементьев, Л. Ф. О снижении коэффициента продуктивности скважин, эксплуатирующих одновременно несколько нефтеносных пластов / Л. Ф. Дементьев, В. Г. Каналин, Е. П. Ефремов [и др.] // Научно-технический сборник «Проблемы нефти и газа Тюмени». – 1976. – № 30. – С. 30–33.
11. Батурич, Ю. Е. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях / Ю. Е. Батурич // Геология нефти и газа. – 1979. – № 1. – С. 55–59.
12. Кривонос, И. В. О влиянии межпластового перепада давления на приемистость смежных пластов различной проницаемости / И. В. Кривонос, Р. А. Максудов, Б. Е. Доброскок [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 1. – С. 39–43.
13. Суханов, Н. А. О совместной закачке воды в многопластовый объект / Н. А. Суханов, А. А. Морозов // Труды ТатНИПИ. – 1975. – № 30. – С. 211–214.
14. Нецадимов Р. А. Разработка методики разделения добычи при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нецадимов // Тезисы докладов 78-ой Международной молодежной научной конференции. В книге: Нефть и газ – 2024 – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2024. – С. 263-264.
15. Shapiro, S. S. An analysis of variance test for normality (complete samples) / S. S. Shapiro, M. B. Wilk // *Biometrika*. – 1965. – Vol. 52. – P. 591–611.
16. Урбах, В. Ю. Статистический анализ в биологических и медицинских исследованиях / В. Ю. Урбах. – Москва : Медицина, 1975. – 295 с.
17. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие для вузов / В. Е. Гмурман. – Москва : Высш. шк., 2004. – 479 с.
18. Welch, B. L. The Generalization of «Student's» Problem when Several Different Population Variances are Involved / B. L. Welch // *Biometrika*. – 1947. – Vol. 34, No. 1/2. – P. 28–35.
19. Patience, R. The Application of Petroleum Geochemical Methods to Production Allocation of Commingled Fluids / R. Patience // SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition held in Amsterdam. – 2021.

20. Zuhri, F. Production Allocation on Commingled Two Layer Well Using Fingerprint Method / F. Zuhri, R. Sudibjo, R. S. Trijana Kartoatmodjo // Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology. – 2018. – Vol. 1, No. 3. – P. 97–110.
21. Барышников, А. В. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды / А. В. Барышников, А. Н. Янин. – Тюмень–Курган : Издательство «Зауралье», 2013. – 315 с.
22. Макаров, П. А. Технология ОРЭ в нефтяных предприятиях / П. А. Макаров // Тенденции развития науки и образования. – 2022. – № 4. – С. 19–22.
23. Габдуллина, А. Р. Исследование профиля притока в вертикальных и горизонтальных скважинах / А. Р. Габдуллина, А. В. Дядянин, Д. С. Малюшко // Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции / под общей редакцией. – Нефтекамск : Научно-издательский центр «Мир науки», 2017. – С. 62–67.
24. Овчинников, К. Н. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин / К. Н. Овчинников // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 71–77.
25. Барышников, А. В. Обоснование технологии разработки многопластовых объектов с применением оборудования для одновременно-раздельной закачки воды (на примере южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения) : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Барышников Андрей Владимирович ; Санкт-Петербургский государственный горный университет. – Санкт-Петербург, 2011. – 18 с.
26. Барышников, А. В. Внедрение и совершенствование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / А. В. Барышников, Д. Б. Поляков, Р. Ф. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 5. – С. 121–123.
27. Барышников, А. В. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на

Приобском месторождении / А. В. Барышников, В. В. Сидоренко, М. И. Кременецкий // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 30–33.

28. Барышников, А. В. Опыт применения и перспективы развития технологии одновременно-раздельной закачки на Южно-Приобской лицензионной территории / А. В. Барышников, О. А. Кофанов, Д. Р. Галеев, О. М. Гарипов, Э. Л. Мустафин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 66–68.

29. Заббаров, Р. Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Заббаров Рустем Габдулхакович. — Бугульма, 2009. — 24 с.

30. Янин, А. Н. Предложения к проектированию одновременно-раздельной разработки многопластовых месторождений / А. Н. Янин, В. А. Афанасьев, И. В. Захаров // Бурение и нефть. – 2012. – № 5. – С. 43–46.

31. Хузин, Р. И. Преимущества применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях / Р. И. Хузин // Молодой ученый. – 2021. – № 19 (361). – С. 49–51.

32. Афанасьев, В. А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН / В. А. Афанасьев, С. Н. Бастриков, В. А. Попов // Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 19–25.

33. Велиев, Р. А. Применение одновременно-раздельной эксплуатации на месторождениях Западной Сибири / Р. А. Велиев, В. С. Михай // Научный лидер. – 2023. – № 18 (116).

34. Разработка программы для реализации методики разделения добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации двух и более пластов / С.Ф. Мулявин, Н.Р. Нещадимов, Д.Р. Валеева, А.А. Никеров // Нефтепромысловое дело. – 2023 – № 9(657). – С. 30–37.

35. Русских, Е. В. Применение хроматографического анализа для сопоставления составов нефтей и разделения добычи скважин, эксплуатирующих

многослойные объекты / Е. В. Русских, К. Ю. Муринов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 28–32.

36. Baskin, D. K. Reservoir Geochemistry: The Changing Landscape from the 1950's to the Present / D. K. Baskin, M. A. McCaffrey // Search and Discovery. – 2020. – Article #70409.

37. Kaufman, R. L. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the Gulf of Mexico / R. L. Kaufman, A. S. Ahmed, R. L. Elsinger // Gulf Coast oil & gases: Their characteristics, origin, distribution, and exploration and production significance: Proceedings of the 9th annual research conference GCSSEPM / D. Schumacher, B. F. Perkins (eds.). – Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, 1990. – P. 263–282.

38. Hwang, R. J. Allocation of commingled pipeline oils to field production / R. J. Hwang, D. K. Baskin, S. C. Teerman // Org. Geochem. – 2000. – Vol. 31. – P. 1463–1474.

39. McCaffrey, M. A. Geochemical allocation of commingled oil production or commingled gas production / M. A. McCaffrey, D. H. Ohms, M. Werner et al. // Society of Petroleum Engineers Western North American Meeting, Anchorage, Alaska, 2011. – SPE-144618.

40. Nouvelle, X. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting / X. Nouvelle, K. Rojas, A. Stankiewicz // Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2012. – SPE-160812-PP.

41. Chuparova, E. Integration of time-lapse geochemistry with well logging and seismic to monitor dynamic reservoir fluid communication: Auger field case-study, deep water Gulf of Mexico / E. Chuparova, T. Kratochvil, J. Kleingeld et al. // Geological Society of London, Special Publications, No. 347. – 2010. – P. 55–70.

42. Elsinger, R. J. Otter-Eider geochemical production allocation: 6+ years of continuous monitoring to provide fiscal measurements for hydrocarbon accounting / R. J. Elsinger, E. M. H. Leenaarts, J. C. Kleingeld, P. van Bergen, F. Gelin // AAPG Hedberg

Conference: Applications of Reservoir Fluid Geochemistry. – Vail, Colorado, 8–11 June 2010.

43. Павлов, Д. В. Технология геохимического анализа нефти – «oil fingerprinting» для управления скважинами и пластами / Д. В. Павлов, А. С. Васильев // Российская нефтегазовая техническая конференция общества инженеров нефтегазовой промышленности. – Москва: Общество инженеров нефтегазовой промышленности, 2017. – 16–18 октября. – 24 с.

44. Методика количественного определения вклада пластов в добычу с помощью геохимического анализа нефти на примере Пильтун-Астохского месторождения / Д. В. Павлов; Т. Н. Гафаров; Р. Г. Облеков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 4. – С. 82–88.

45. Новичкова, Е. В. Корреляция образцов нефти месторождения им. Р. Требса по детальному анализу бензиновых фракций (по методу Эрдмана и Морриса) / Е. В. Новичкова // Сборник тезисов докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИ-нефть». – Уфа: БашНИПИнефть, 2013. – С. 9–10.

46. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующихся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти / А. Я. Куклинский, С. Ю. Штунь, А. Н. Морошкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 1 (349). С. 39-43.

47. Уточнение геологической модели месторождения по данным геохимического мониторинга молекулярного состава нефтей / А. Я. Куклинский, С. Ю. Штунь, А. Н. Морошкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. —2021. — № 12. — С. 31–36.

48. Ермоловский, А. В. Прикладные аспекты нефтегазопромысловый и нефтегазопромысловый геохимии / Ермоловский А.В., Польская Н.Н., Самойленко А.Ю. // Санкт-Петербург 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений. Сборник материалов 11-й международной геолого-геофизической конференции. — Санкт-Петербург, 2024. — С. 16-19.

49. Садманова, М. В. Геохимический контроль процесса разработки многопластовых месторождений / Садманова М.В., Тарасова Ю.С., Ермоловский А.В. // Нефтяная столица. Сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума. — 2024. — С. 273-278.

50. Садманова М.В. Геохимический мониторинг нефтей в процессе разработки многопластовой залежи / Садманова М.В., Тарасова Ю.С., Ермоловский А.В. // Рассохинские чтения. Материалы международной конференции, посвященная памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина. — Ухта, 2022. — С. 107-112.

51. Методы резервуарной геохимии в комплексе с гидродинамическими и промыслово-геофизическими исследованиями при сопровождении мероприятий по оптимизации работы эксплуатационных скважин месторождения в акватории каспийского моря / А. В. Ермоловский, А. Ю. Самойленко, К. Г. Каган [и др.] // Сборник научных трудов специалистов ООО "Лукойл-Инжиниринг". — 2022. — № 1 — С. 107–115.

52. Ермоловский А.В. Расширение спектра возможностей применения геохимических технологий в разведке, разработке и эксплуатации месторождений / А. В. Ермоловский, Н. Н. Польская, А. Ю. Самойленко // Санкт-Петербург 2023. Геонауки: ВРЕМЯ ПЕРЕМЕН, ВРЕМЯ ПЕРСПЕКТИВ. Сборник материалов 10-й международной геолого-геофизической конференции. — 2023. — С. 386-390.

53. Садманова М.В. Возможность использования геохимических данных на стадии эксплуатации многопластового месторождения / М. В. Садманова, Ю. С. Тарасова, А. В. Ермоловский // Рассохинские чтения. Материалы международной конференции, посвященная памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина. — 2023. — С. 155-159.

54. Геохимический мониторинг нефти как инструмент для регулирования работы эксплуатационных скважин / М. В. Садманова, Ю. С. Тарасова, М. А. Невестенко // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. — 2021. — № 1 — С. 46–52.

55. Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs // Society of petroleum engineers - russian petroleum technology conference 2020, RPTC 2020 / Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M., Bikkulov M., Uchuev R., Solodov S., Islamov R., Saitgareev I. // SPE RPTC 2020. – P.1-18.

56. Дулкарнаев, М. Р. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М. Р. Дулкарнаев, К. Н. Овчинников, К. М. Сапрыкина, Е. А. Малявко // Инженерная практика. – 2018. – № 11. – С. 40.

57. Савельев, К. Ю. Практика применения метода маркерной диагностики на скважинах с многозонным гидравлическим разрывом пласта / К. Ю. Савельев, И. А. Самойлова, М. Н. Вилков, Е. Н. Мальшаков, И. И. Хакимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 8. – С. 51–57.

58. Овчинников, К. Н. Перспективы применения маркерных методов для исследования профилей притоков горизонтальных скважин / К. Н. Овчинников, А. В. Гурьянов, П. В. Бузин // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2017. – № 3 (061). – С. 34–46.

59. Нанишвили, О. А. Анализ применения маркированного пропанта при проведении Многостадийного ГРП на объекте ЮВ1 / О. А. Нанишвили, Е. В. Струков, Е. Н. Невольских // Бюллетень науки и практики. – 2023. – № 12 (061). – С. 34–46.

60. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

61. Сорокин, А. В. Аналитическая методика раздела продукции по совместным скважинам / А. В. Сорокин, О. В. Войтов, С. Ф. Мулявин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2008. — № 4. — С. 34-39.

62. Сорокин, А. В. Распределение продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов / А. В. Сорокин, И. Б. Дубков, С. В. Минаков, К. В. Ярославцев, С. Ф. Мулявин // Состояние, тенденции

и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: сборник научных трудов международной академической конференции. – Тюмень, 2007. – С. 296–301.

63. Сорокин, А. В. Практичный настольный инструмент для контроля и прогноза добычи жидкости, мониторинга работы скважин при добыче с одного и двух пластов / А. В. Сорокин, Скотт Смит // Мир технологий для уникальных ресурсов: доклад на российской нефтегазовой конференции и выставке SPE. – Москва, 2006.

64. Сорокин, А. В. Методические указания «Распределение продукции скважин совместно эксплуатирующих два продуктивных горизонта в программе „COMMINGLE“» / А. В. Сорокин, О. В. Войтов. – Тюмень: ООО «СП Ваньеганнефть», 2008.

65. Маслянецв, Ю. В. Методика разделения отбора жидкости и закачки воды по многопластовому объекту / Ю. В. Маслянецв, В. Е. Кашавцев // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 3. – С. 31–33.

66. Баишев, Б. Т. Исследование особенностей совместной разработки пластов, обладающих близкими геолого-физическими характеристиками / Б. Т. Баишев, А. Н. Янин // Сборник научных трудов ВНИИ. – Вып. 72. – М.: ОНТИ ВНИИ, 1980. – С. 62–73.

67. Стуканогов, Ю. А. Раздельный учет объемов закачки воды и добычи нефти по горизонтам при их совместной эксплуатации на месторождении Узень // РНТС «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 9. – С. 18-22.

68. Айткулов А.У. Метод разделения добычи нефти и жидкости по XII и XIV горизонтам месторождения Узень – РНТС «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 1980, вып.8, с.5-7.

69. Кисляков Ю. П. Методика учета добычи по горизонтам месторождения Узень / Ю. П. Кисляков, Э. М. Тимашев, В. И. Дорофеев // Труды Башнипинефть — 1976. — № 46. — С. 89-93.

70. Янин, А. Н. Исследование производительности пластов при совместной их разработке / А. Н. Янин, Б. Т. Баишев // Сборник научных трудов ВНИИ. – Вып. 72. – М.: ОНТИ ВНИИ, 1980. – С. 73–86.

71. Гильмиев, Д. Р. Методика оценки зон локализации запасов многопластового объекта разработки аналитическим методом / Д. Р. Гильмиев, А. П. Коваленко, Е. А. Хребтова // Нефтяное хозяйство — 2022. — № 11. — С. 32-36.

72. Степанов, С. В. Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке / С. В. Степанов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 2. — С. 11-17.

73. Алтунин, А. Е. Использование метода материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 5. — С. 56-60.

74. Степанов, С. В. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке / С. В. Степанов, А. А. Васильев, А. Е. Алтунин // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 11. — С. 27-31.

75. Бекман, А. Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM / А. Д. Бекман // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2021. — № 3(27). — С. 106-122.

76. Тюльков, А. Т. Разделение добычи методом материального баланса / А. Т. Тюльков, А. В. Пермьяков, Р. Р. Шакиров // Научный журнал Российского газового общества. — 2021. — № 3 (31). — С. 25–28.

77. Данько, М. Ю. Методика отдельного учёта добычи нефти для совместно разрабатываемых пластов с использованием данных промысловой геофизики и гидродинамического моделирования / М. Ю. Данько, А. Н. Шандыгин, А. О. Дроздов, М. Р. Салихов // Геология и недропользование. — 2022. — № 3. — С. 74-83.

78. Onwunyili, C. C. Coupled Model for Analysis of Multilayer Reservoir in Commingled Production / Onwunyili C. C, Onyekonwu, M. O. // SPE the Nigeria Annual International Conference. – 2013. – P. 1-9.

79. Rafiee, J. Subsurface Back Allocation: Calculating Production and Injection Allocation by Layer in a Multilayered Waterflood Using a Combination of Machine Learning and Reservoir Physics / J. Rafiee, C. M. C. Serrano, P. Sarma, S. Plotno, F. Gutierrez // SPE International Petroleum Technology Conference. – 2021. – P. 1-16.

80. Алгоритм разделения данных добычи и закачки по пачкам с учетом данных промыслово-геофизических исследований и гидроразрыва пласта (на примере объекта АВ1(3)-АВ2-3 Самотлорского месторождения) / Шкитин А.А., Митякин И.Б., Архипова Е.Л [и др.] // Экспозиция нефть газ – 2022 – № 3. – С. 34-38.

81. Грезин, А. В. Подходы к распределению отборов и закачки по совместно эксплуатируемым пластам многопластового месторождения / А.В. Грезин // Нефтепромысловое дело – 2020 – № 10. С. – С. 60-67.

82. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / С. Ф. Мулявин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 240 с.

83. Розбаев, Д. А. Подходы к оценке непроизводительной закачки воды на разрабатываемых месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь" / А.А. Корнев, А. О. Дроздов, Ю.В. Андронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2018. — № 9. — С. 72-78.

84. Ханбеков, К. И. Обоснование комплексных решений разработки северной части курраганского месторождения с применением гидродинамического моделирования / К. И. Ханбеков, Д. А. Розбаев // Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — 2017. — С. 203-206.

85. Розбаев, Д. А. Методологический подход к количественной оценке производительной закачки воды / Д. А. Розбаев, С. В. Семенов, А. А. Корнев, Ю. В. Андронов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9. – С. 23–29.

86. Мулявин, С. Ф. Применение методологических подходов к количественной оценке производительной закачки воды для увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений / С. Ф. Мулявин, Д. А. Розбаев, С. А. Фуфаев, С. В. Семенов, А. А. Корнев // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10. – С. 75–81.

87. Абдулин, И. К. Одновременно-раздельная добыча и закачка. Перспективы развития / И. К. Абдулин, А. Ф. Абдуллин, А. В. Шляпчинский, Д. А. Розбаев // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 2. – С. 38–42.

88. Антонов, М. С. Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Антонов М. С. – Уфа, 2011. – 107 с.

89. Мулявин, С. Ф. Автоматизация процесса решения задачи разделения добычи нефти и жидкости / С. Ф. Мулявин, Р. А. Нецадимов, Д. Р. Валеева // Нефть и газ. Тезисы докладов 77-ой Международной молодежной научной конференции. – 2023. – С. 185–186.

90. Нецадимов, Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нецадимов // Актуальные проблемы недропользования: тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых. – 2022. – С. 63–65.

91. Нецадимов, Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи при совместной эксплуатации нескольких пластов / Р. А. Нецадимов, С. Ф. Мулявин // Научная территория: технологии и инновации: Материалы Международной научно-практической конференции. – 2022. – С. 138–140.

92. Нецадимов, Р. А. Разработка программного продукта для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации пластов / Р. А. Нецадимов, С. Ф. Мулявин, Д. Р. Валеева // Новые информационные технологии в нефтегазовой

отрасли и образовании: материалы IX Международной научно-практической конференции-конкурса. – 2022. – С. 116–118.

93. Меркулова, Л. И. Графические методы анализа при добыче нефти / Л. И. Меркулова, А. А. Гинзбург. – М.: Недра, 1986. – 125 с.

94. Амелин, И. Д. Определение извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения с учетом эксплуатации залежей до предела рентабельности // Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 5. – С. 5–9.

95. Атанов, Г. А. К вопросу прогнозирования разработки нефтяных месторождений по промысловым данным / Г. А. Атанов, А. И. Вашуркин, В. М. Ревенко // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 17. – 1973. – С. 35–37.

96. Баишее, Б. Т. Методы прогноза технологических показателей процесса обводнения по обобщенным характеристикам вытеснения / Б. Т. Баишее, В. В. Исайчев, Б. Г. Оганджянц // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 10. – С. 34–39.

97. Говорова, Г. Л., Рябинина, З. К. Обоснование прогноза обводненности пласта // Тр. ВНИИ. – 10. – 1957. – С. 247–249.

98. Джакиев, К. Т. Методы прогнозирования технологических показателей залежей с повышенной и высоковязкой нефтью в поздней стадии их разработки / К. Т. Джакиев. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1980.

99. Казаков, А. А. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки / А. А. Казаков, В. С. Орлов. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1977.

100. Камбаров, Г. С. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения / Г. С. Камбаров, Д. Г. Алмамедов, Т. Ю. Махмудов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1974. – № 3. – С. 24–24.

101. Максимов, М. И. Методы подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой // Геология нефти и газа. – 1959. – № 3. – С. 42–47.

102. Меркулова, Л. И. Связь типа характеристики обводнения с геологическим строением обводнившейся части пласта / Л. И. Меркулова, А. А. Гинзбург // Научные исследования и эффективность нефтедобывающего производства: сборник / Изд. ТатНИПИнефть. – 1978. – С. 31–35.

103. Методика проектирования разработки морских нефтяных месторождений / А. М. Пирвердян, Л. И. Никитин, Л. Б. Листенгартен, [и др.]. – М.: Недра, 1975.

104. Назаров, Н. С. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных залежей / Н. С. Назаров, Н. В. Сипачев // Известия высших учебных заведений. Серия «Нефть и газ». – Баку, 1972. – № 110. – С. 41–45.

105. Медведский, Р. И. Использование обобщенной характеристики вытеснения при анализе разработки и прогнозировании выработки запасов / Р. И. Медведский, А. А. Севастьянов // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: материалы конференции / Изд. ИздатНаукаСервис. – Ханты-Мансийск, 2003. – С. 371–384.

106. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.17 / Мулявин Сергей Фёдорович ; Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. — Тюмень, 2013. — 47 с.

107. Самойлов, А. С. Исследование влияния геолого-физических параметров залежей при совместном дренировании на нефтеотдачу // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. – С. 119–127.

108. Каналин, В. Г. Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / В. Г. Каналин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – № 1. – С. 35–40.

109. Каналин, В. Г. Проектирование разработки многопластовых месторождений с учетом неоднородности / В. Г. Каналин, В. В. Стасенков. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1975. – 45 с.

110. Герасименко, С. А. Результаты вычислительных экспериментов по проектированию разработки многопластовых объектов / С. А. Герасименко, А. С. Самойлов, Д. Н. Глумов, В. В. Журавлев // Территория нефтегаз. – 2012. – № 12. – С. 16–23.

Приложение А
Геолого-физическая характеристика Месторождения N

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты								
		пласт БС10/1	пласт БС10/2	пласт БС11/1	пласт БС11/1а	пласт БС11/2	пласт БС16	пласт БС18/1	пласт БС18/2	пласт ЮС1
Средняя глубина залегания кровли (абс.отм.)	м	-2284	-2295	-2320	-2343	-2352	-2603	-2625	-2628	-2741
Абсолютная отметка ВНК	м	-2292..-2301	-2302..-2316	-2318..-2343	-2359	-2349..-2372	-2606	-2626..-2635	-2631	-2732..-2784
Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тип залежи	-	Пластовая сводовая, структурно-литологическая, тектонически-экранированная								
Тип коллектора	-	Терригенный, поровый								
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	430190	311044	95940	11730	376039	2875	7250	1356	170831
Средняя общая толщина	м	7,6	17,4	9,8	2,0	17,6	10,9	6	10	19,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,5	4,3	3,4	0,9	6,2	3,1	1,6	3	4,5
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	2	2,5	2,9	-	5,4	2,4	-	2,6	4,9
Коэффициент пористости	доли ед.	0,22	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,18	0,19	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,496	0,590	0,485	0,440	0,570	0,430	0,430	0,400	0,530
Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Проницаемость	мкм ²	0,0342	0,2355	0,0282	0,0095	0,1114	0,0327	0,0392	0,0142	0,0376
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,543	0,298	0,525	0,524	0,603	0,789	0,623	0,801	0,548
Расчлененность	ед.	2	2	3	1	5	3	1	5	6
Начальная пластовая температура	°С	74,5	72,7	79,5	79,5	79,3	79,3	79,3	79,3	87,1
Начальное пластовое давление	МПа	21,2	22,8	22,6	22,6	23,3	26,7*	27,1	27,1	28,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,99	1,98	1,64	1,64	0,96	0,96	0,96	0,96	0,74
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,823	0,793	0,772	0,772	0,756	0,756	0,756	0,756	0,743
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,853	0,853	0,849	0,849	0,845	0,838	0,838	0,838	0,833
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,107	1,107	1,136	1,136	1,200	1,200	1,200	1,200	1,211
Содержание серы в нефти	%	0,92	0,95	0,75	0,75	0,66	0,66	0,66	0,66	0,46
Содержание парафина в нефти	%	2,64	2,86	2,63	2,63	2,87	2,87	2,87	2,87	2,47
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,12	8,15	9,25	9,3	9,92	9,92	9,92	9,92	10,13
Газосодержание	м ³ /т	40	51	50	50	82	72	72	72	78
Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,44	0,41	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,36
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,014	1,013	1,014	1,014	1,013	1,013	1,013	1,013	1,017
Сжимаемость	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нефти	1/МПа·10 ⁻⁴	11,74	12,09	12,03	12,03	14,92	14,92	14,92	14,92	15,64
воды	1/МПа·10 ⁻⁴	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
породы	1/МПа·10 ⁻⁴	0,57	0,57	0,56	0,55	0,54	0,49	0,47	0,49	0,47
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,500	0,527	0,404	0,367	0,474	0,433	0,308	0,276	0,454
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут·МПа	3,4	12,8	6,7	-	14,2	-	-	-	7,7

Приложение Б

Отчёт о реализации проекта «Изучить возможность применения метода «отпечатков пальцев» для разделения добычи нефти»

Отчет о реализации проекта улучшений
04-10204 Изучить возможность применения метода «отпечатков пальцев» для разделения добычи нефти

Автор идеи: Инженер 1-й категории Отдела проектирования, мониторинга и нейросетевой оптимизации разработки Южно-Яунской группы месторождений - Нецадимов Роман Александрович

Дата утверждения паспорта 17.05.2024

1. План мероприятий

№ п/п	Мероприятия	Срок план/факт		Ответственный	Контроль	Результат мероприятий	Примечание
		начало	окончание				
1.1	Определить месторождение и участок работ для выполнения геохимических исследований	01.06.2024	19.07.2024	Нецадимов Р.А., Дычков А.А.	Нецадимов Р.А.	Для проведения геохимических исследований	
1.2	Составить список скважин для селективного отбора проб и проб из скважин с совместной эксплуатацией, определить итоговое количество проб	01.06.2024	19.07.2024	Нецадимов Р.А., Дычков А.А.	Нецадимов Р.А.	Составлен список скважин для отбора проб, определено необходимое количество проб	
2.1	Изучить возможность проведения геохимических исследований необходимых для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации в лаборатории г. Когалмы	01.06.2024	19.07.2024	Чемоданов С.И., Ермоловский А.В.	Нецадимов Р.А.	Необходимые исследования могут быть выполнены в лаборатории г. Когалмы	
3.1	Оценить стоимость выполнения исследований на базе лаборатории ПерыНИПИнефть (г. Когалмы) и ПерыНИПИнефть (г. Волгоград)	01.06.2024	19.07.2024	Нецадимов Р.А., Чемоданов С.И., Ермоловский А.В.	Нецадимов Р.А.	Выполнена оценка стоимости работ	
3.2	Детализировать затратную часть реализации инновативы	01.06.2024	19.07.2024	Нецадимов Р.А.	Нецадимов Р.А.	Выполнена детализация затратной части реализации инновативы	
4.1	Оценить возможность выполнения инновативы в рамках одного из договоров с ООО «ЛУКОЙЛ-Западный Сибирь»	20.07.2024	30.08.2024	Нецадимов Р.А.	Нецадимов Р.А.	Выполнена оценка возможности выполнения инновативы в рамках одного из договоров с ООО «ЛУКОЙЛ-Западный Сибирь»	
4.2	Заключить договор с транспортной компанией на доставку проб (в случае проведения исследований в г. Волгоград)	01.09.2024	30.10.2024	Нецадимов Р.А.	Нецадимов Р.А.	Не требуется по причине выполнения исследований в г. Когалмы	
5.1	Отбор селективных проб нефти, отбор проб нефти из скважин с совместной эксплуатацией, передача проб в лабораторию ПерыНИПИнефть (г. Когалмы)	01.11.2024	15.11.2024	Бальвин А.Ю.	Нецадимов Р.А.	Выполнен отбор и передача проб	
5.2	Доставка проб нефти в филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инновация» (ПерыНИПИнефть) (г. Волгоград) в случае проведения исследований в г. Волгоград	16.11.2024	08.12.2024	Нецадимов Р.А., Чемоданов С.И.	Нецадимов Р.А.	Не требуется по причине выполнения исследований в г. Когалмы	
5.3	Проведение геохимических исследований селективных проб, определение маркеров по пластикам	09.12.2024	23.03.2025	Ермоловский А.В., Чемоданов С.И.	Нецадимов Р.А.	На основании исследования селективных проб установлено, что шесть геохимических коэффициентов могут быть использованы для разделения совместной добычи нефти	
5.4	Анализ разделения добычи нефти на основании проб из скважин с совместной эксплуатацией пластов	09.12.2024	23.03.2025	Ермоловский А.В., Чемоданов С.И.	Нецадимов Р.А.	Выполнено исследование модельных смесей нефти, определены зависимости геохимических коэффициентов от состава смесей. Выполнено разделение добычи на двух скважинах с совместной эксплуатацией	
6.1	Формирование рекомендаций по совершенствованию системы разработки на участках совместной эксплуатации	24.03.2025	24.04.2025	Нецадимов Р.А., Дычков А.А.	Нецадимов Р.А.	Сформированы рекомендации по совершенствованию системы разработки на участках совместной эксплуатации	
7.1	Оценка эффекта от внедрения проекта	25.04.2025	25.05.2025	Нецадимов Р.А.	Пухтовыкова О.А.	Проведена оценка эффекта от внедрения инновативы	
7.2	Формирование отчета о реализации проекта (в свободной форме)	26.05.2025	26.06.2025	Нецадимов Р.А.	Пухтовыкова О.А.	Итоговый отчет подготовлен	

2. Комментарии по отклонениям

Комментарии по причинам отклонений:

Исчисленные уровни:

Согласовано:

Руководитель Рабочей группы
Инженер 1-й категории

Начальник Управления проектирования и мониторинга разработки месторождений ТПП «Когалмынефтегаз»

Лидер улучшений

Нецадимов Р.А.

Рябов И.В.

Маслак О.В.


Приложение В

Заключение по комплексу геофизических исследований в скважине 1

Специально для компании

**"УТВЕРЖДАЮ"**

Главный геолог ГЭЦОИ ПАО «КНГФ»


 Плотников С.А.
 "12" июля 2025 г.


ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ

87. Определение профиля притока, источников обводнения, техсостояния и КВД при компрессировании

Заказчик	ТПП "Когалымнефтегаз" ("ЦДНГ-4" (Когалымнефтегаз))
Месторождение	
Скважина / Куст	
Категория скважины	
Проектный пласт	
Дата исследования	
Дата выдачи заключения	
Начальник партии	
Начальник КИП	
Интерпретатор	

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Обработка проведена по методу: КВУ/КП+ДУ: инд. кривая, жесткий пласт, невертикаль

Результаты обработки ГДИ:

Пластовое давление на кровлю пласта БС10/1 (на гл. 2369.3м)	146.1	атм
Коэффициент продуктивности	4.292	м ³ /сут атм
Максимальный дебит по КП измеренный после начала притока ч/з при забойном давлении	235.0	м ³ /сут
на глубине	00:05:00	чч:мм
Депрессия	119.5	атм
	2369.3	м
	26.6	атм
Максимальный дебит по уровням измеренный после начала притока ч/з при среднединамическом уровне	10.5	м ³ /сут
Обводнённость	01:05:00	чч:мм
	874.5	м
	96.0	%
Дебит по расходомерии	15.0	м ³ /сут

* все параметры рассчитаны при принятых расчетных данных, и могут быть уточнены при изменении и уточнении исходных данных по скважине.

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И ИСТОЧНИК ОБВОДНЕНИЯ

Интервалы негерметичности:

Обсадной колонны	не отмечаются
Забоя	не отмечается
НКТ	не отмечаются

Интервалы перетоков:

не отмечаются

Источник обводнения:

перфорированный пласт

РАБОТАЮЩИЕ ИНТЕРВАЛЫ

Пласт	Интервалы перфорации		Работающие интервалы, м		Q,(%)	Q, (м ³ /сут)	Способ определения	Состав притока
БС10/1	2369.30	2374.40	2369.60	2372.00			ТМ,СТИ	Вода+нефть
БС10/2	2377.80	2391.00	2377.80	2379.50	60	9.00	РГД,ТМ,СТИ	Вода+нефть
			2382.00	2384.60			ТМ,СТИ	Вода+нефть
			2385.40	2387.40			ТМ,СТИ	Вода+нефть
			2388.80	2391.00	40	6.00	РГД,ТМ,СТИ	Вода+нефть

КОММЕНТАРИИ

1. Комплекс ГИС согласован с геологической службой Заказчика.
2. В процессе компрессирования из скважины было извлечено 20 м3 жидкости.
3. Текущий забой по МЛМ в начале исследования 2410.60 м. В конце исследования положение текущего забоя не изменилось.
4. Данные стратиграфии отсутствуют.
5. Работающие интервалы 2369.6 - 2372.0 м, 2382.0 - 2384.6 м, 2385.4 - 2387.4 м определены по ТМ и СТД.
6. Дебит работающих интервалов выделенных по ТМ и СТД ниже порога чувствительности расходомера.
7. Профиль притока построен по данным механической расходомерии с использованием комплексного анализа данных термометрии, СТД и методов состава.
8. Глубина установки пусковых муфт согласно заявке: 920м, 1120м, 1320м.
9. Пластовое давление рассчитано усредненно для 2-х пластов и дано на кровлю пласта БС10/1 (2369.30). Скин-фактор, гидропроводность и пьезопроводность не рассчитаны, в связи с наличием 2-х вскрытых перфорацией пластов.
10. Обводнённость рассчитана по положению уровня и ВНР до компрессирования (ВГст) и после стравливания (ВГ) с учётом объёма жидкости отобранной при компрессировании.

К заключению прилагается:

1. Условие проведения исследований.
2. Ход исследований.
3. Диаграмма "Интервал детальных исследований".
4. Диаграмма "Интервал общих исследований".

Интерпретатор: Ишдавлетова А. В.

Начальник КИП:

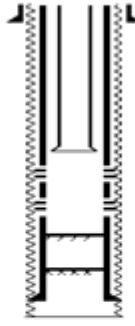


Демидов К.А.

Дата обработки: 12.07.2025 г.

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Конструкция скважины:

Диаметр кондуктора, м	0.245		
Глубина спуска кондуктора, м	485.00		
Диаметр эксплуатационной колонны, м	0.146		
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	2957.00		
Диаметр НКТ, м	0.073		
Глубина спуска НКТ, м	1523.80		
Текущий забой, м	2410.60		
Искусственный забой, м	2943.40		
			Рис. 1. Конструкция скважины

Интервалы перфорации:

Пласт	кровля, м	подошва, м
БС10/1	2369.30	2374.40
БС10/2	2377.80	2391.00

Использованная аппаратура:

№	Имя прибора	Диаметр прибора, мм	Номер прибора	Тип прибора	Набор датчиков
1	Сова-3Р	38	200D	Расходомер	Расходомер
2	Сова-9	38	041I	Комплексный	ЛМ, ГК, Манометр, Термометр, Резистивиметр, Влагомер, СТИ

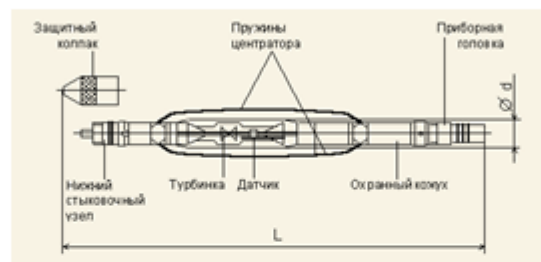


Рис. 1. Прибор Сова-3Р



Рис. 2. Прибор Сова-9

Способ доставки геофизической аппаратуры на забой **Кабель**

Исходные данные:

Диаметр скважины (по долоту)	216.000	мм
Место уровня жидкости в скважине	НКТ+Затрубье	
Средняя плотность жидкости в стволе	1.020	г/см ³
Внутренний диаметр обсадной колонны	132.000	мм
Внутренний диаметр НКТ	62.0	мм
Толщина стенки НКТ	5.50	мм
Глубина кровли пласта	2369.30	м
Удлинение на глубину кровли пласта	2.31	м

ХОД ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование проводилось 11/07/2025 г. по 12/07/2025 г. В процессе комплекса исследований компрессорная установка закачивает инертный газ в межтрубное пространство и создает условия для возникновения притока жидкости из пласта. После кратковременного дренирования пласта было проведено отключение компрессора и разрядка межтрубного пространства, с последующей регистрацией КВУ (кривая восстановления уровня).

Хронология исследований режимов:

Условие замера	Дата начала	Время начала	Дата окончания	Время окончания
в остановленной скважине	11.07.2025	06:41	11.07.2025	08:38
при компрессировании	11.07.2025	08:38	11.07.2025	11:48
компрессирование после прорыва	11.07.2025	11:48	11.07.2025	17:42
на притоке после окончания компр-я (восстановление уровня)	11.07.2025	17:42	12.07.2025	01:55

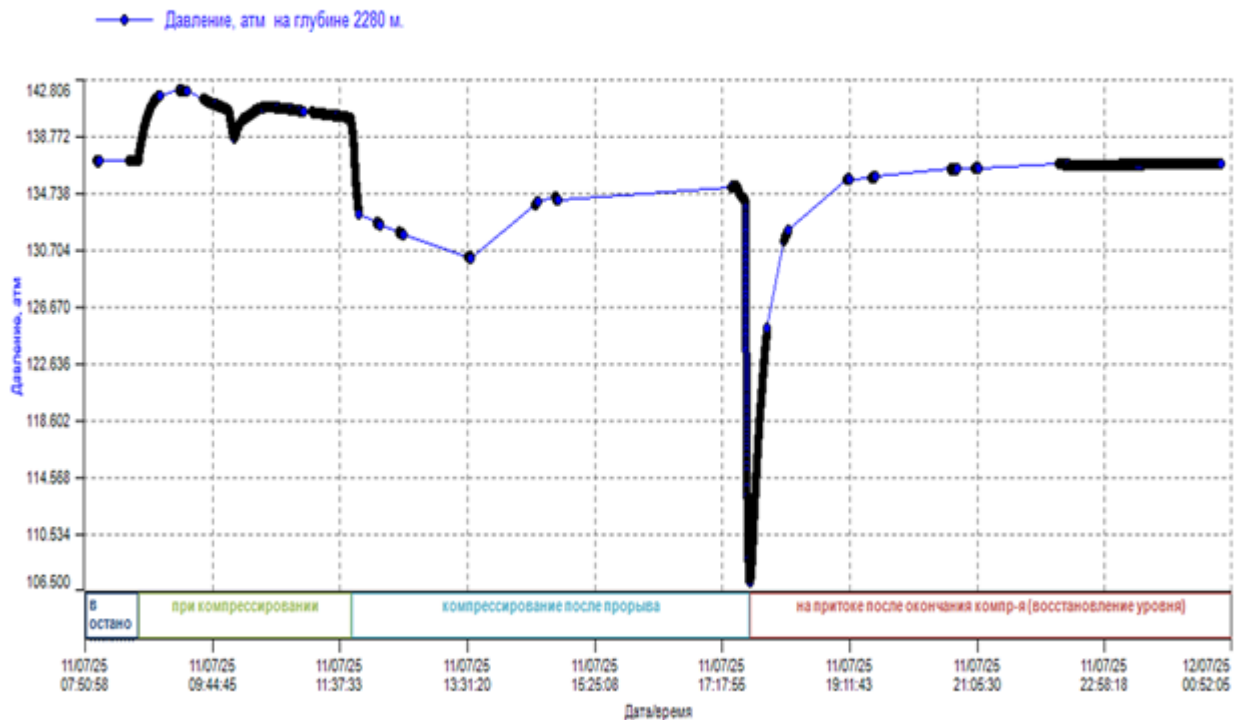
Исходная диаграмма изменения забойных параметров

График редактированных давлений на глубине 2369.30 м

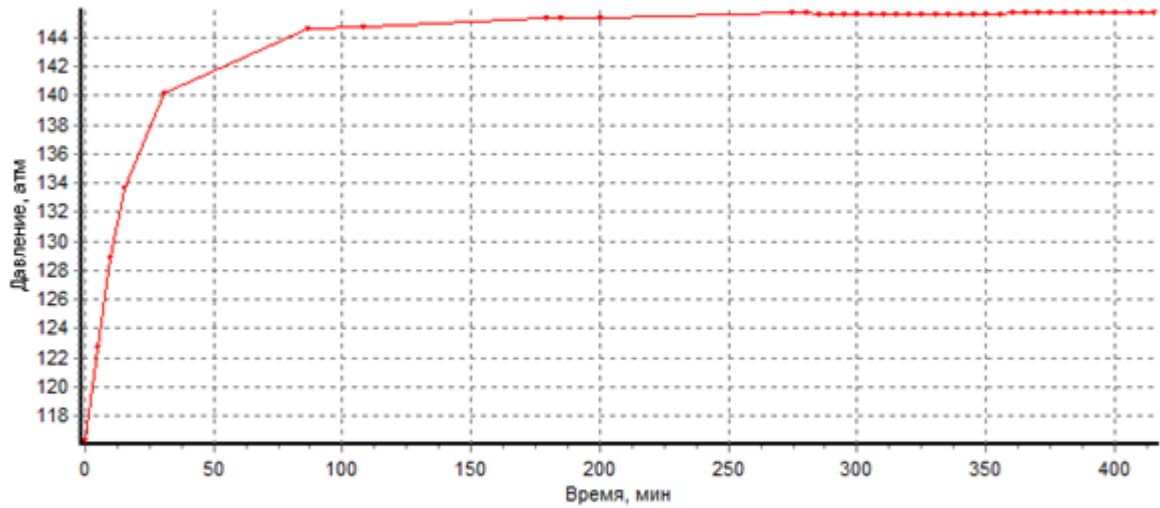


Таблица дебитов по кривой притока (время после начала притока в минутах):

Время нач., мин	Время кон., мин	Давление нач., атм	Давление кон., атм	Дебит, м ³ /сут
0.00	5.02	116.28	122.73	234.98
5.02	10.03	122.73	128.83	221.77
10.03	15.05	128.83	133.58	172.78
15.05	30.57	133.58	140.19	77.85
30.57	86.60	140.19	144.59	14.34
86.60	108.03	144.59	144.68	0.69
108.03	179.43	144.68	145.28	1.56
179.43	184.45	145.28	145.29	0.69
184.45	200.17	145.29	145.38	1.07
200.17	274.90	145.38	145.67	0.72
274.90	300.02	145.57	145.59	0.56
300.02	320.08	145.58	145.59	0.07
320.08	325.10	145.59	145.60	0.63
325.10	340.15	145.60	145.62	0.64
340.15	345.17	145.62	145.62	0.07
345.17	360.22	145.62	145.64	0.70
360.22	385.30	145.64	145.66	0.70
385.30	400.35	145.66	145.68	0.70
400.35	415.40	145.68	145.70	0.63

Индикаторная кривая по КП:

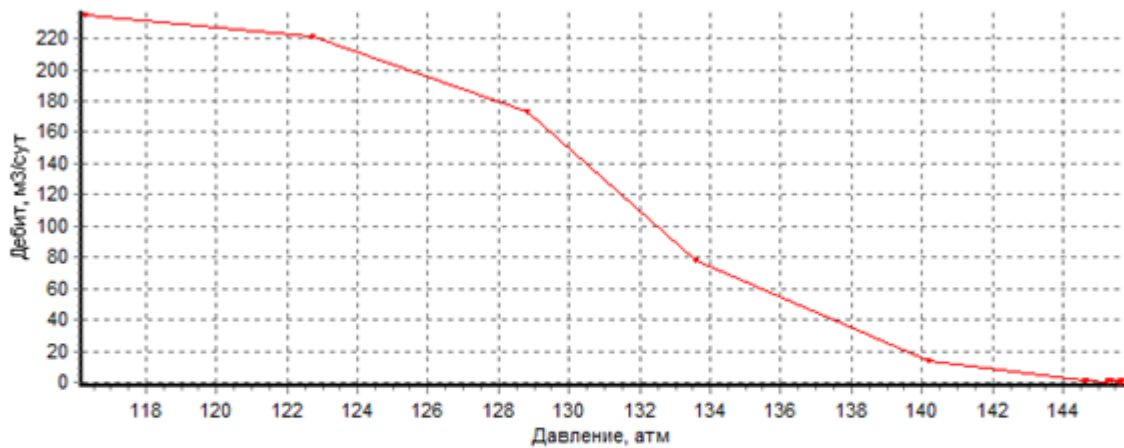


График уровней:

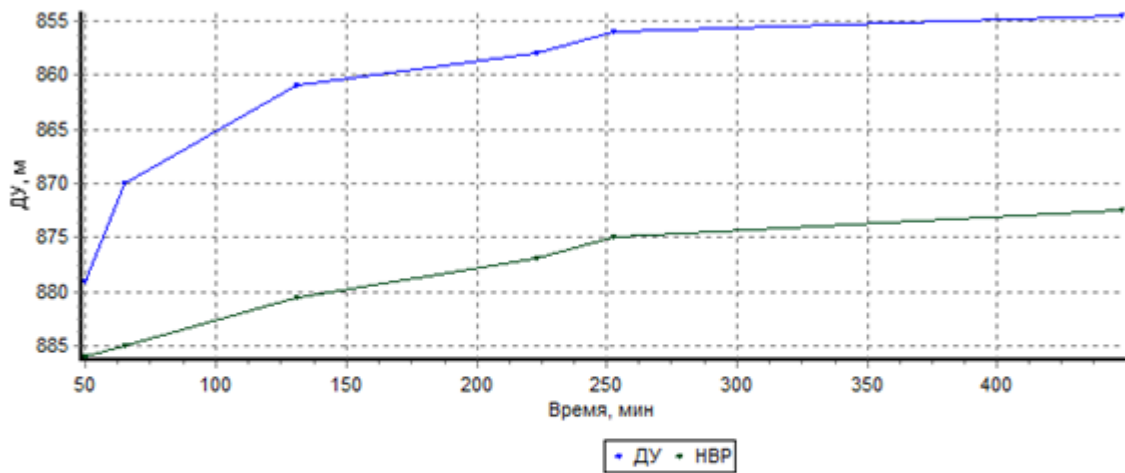


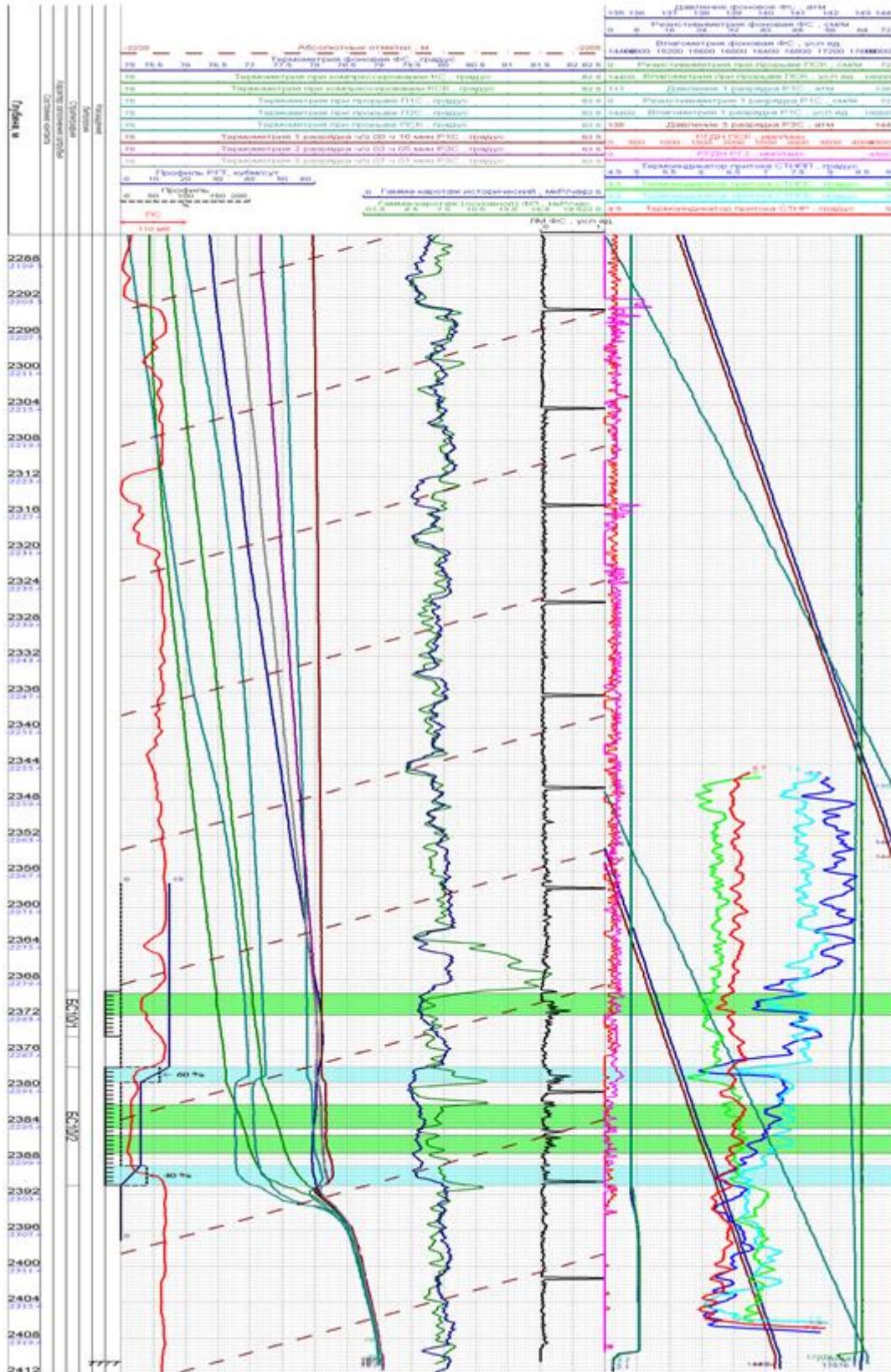
Таблица уровней:

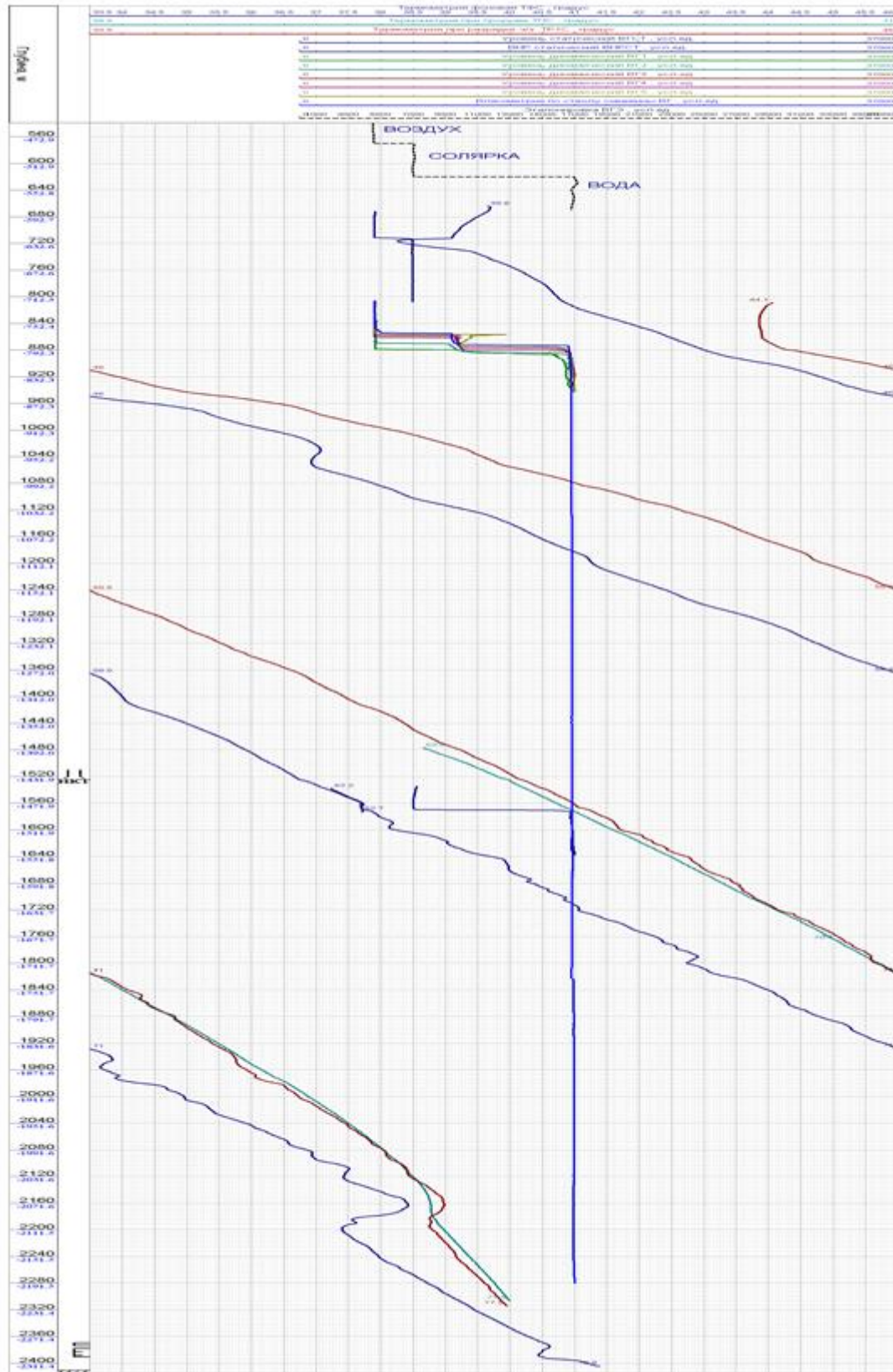
ВГСТ, м	712.0	ВНРСТ, м	1570.0
---------	-------	----------	--------

Время, мин	ДУ, м	НВР, м
50	879.00	886.00
65	870.00	885.00
131	861.00	880.50
223	858.00	877.00
253	856.00	875.00
448	854.50	872.50

Таблица дебитов по уровням (время после начала притока в минутах):

Время нач., мин	Время кон., мин	Уровень нач., м	Уровень кон., м	Дебит, м ³ /сут
50	65	879.00	870.00	10.55
65	131	870.00	861.00	2.47
131	223	861.00	858.00	0.59
223	253	858.00	856.00	1.22
253	448	856.00	854.50	0.14





Приложение Г

Параметры совместной эксплуатации на месторождениях Западной Сибири

Параметры	Расхождение			Относительное расхождение, д. ед		
	Среднее	Максимальное	Минимальное	Среднее	Максимальное	Минимальное
Расстояние между пластами	8,2	29,0	1,6	-	-	-
Нефтенасыщенная толщина	2,9	12,4	0,0	2,5	7,5	1,0
Пористость	0,01	0,05	0,00	1,1	1,3	1,0
Нефтенасыщенность	0,09	0,27	0,00	1,2	1,5	1,0
Проницаемость	66,1	262,0	0,0	2,8	6,8	1,0
Коэффициент расчленённости	2,9	10,3	0,0	2,4	5,1	1,0
Начальное пластовое давление	0,3	1,9	0,0	1,04	1,09	1,01
Вязкость	0,16	1,23	0,00	1,2	2,7	1,0
Плотность	0,00	0,07	0,00	1,0	1,1	1,0
Давление насыщения	0,34	3,40	0,00	1,0	1,3	1,0
Коэффициент вытеснения	0,06	0,22	0,00	1,2	1,6	1,0
Газосодержание	2	32	0	1,0	1,6	1,0
Относительная проницаемость	-	-	-	-	-	-
Гидропроводность	-	-	-	-	-	-
Относительная гидропроводность	-	-	-	-	-	-
Отбор от НИЗ	-	-	-	-	-	-
Проектный КИН	-	-	-	-	-	-
Текущий КИН	-	-	-	-	-	-
Обводнённость	-	-	-	-	-	-
Расхождение отбора от НИЗ	-	-	-	-	-	-
Расхождение проектный КИН	-	-	-	-	-	-
Расхождение тек КИН	-	-	-	-	-	-
Расхождение обводнённости	-	-	-	-	-	-
Расхождение относительной kh/μ	-	-	-	-	-	-

Приложение Г

Параметры	Месторождение 1				Месторождение 2		Месторождение 3		
	БС10		БС11		АВ8		БС11		
	БС10/1	БС10/2	БС11/1	БС11/2	АВ8/2а	АВ8/2б	БС11/0	БС11/1	БС11/2
Расстояние между пластами	4,5		7,0		13,0		5,6		
Нефтенасыщенная толщина	3,4	4,3	3,4	6,6	4,0	2,2	1,2	2,7	4,1
Пористость	0,22	0,22	0,21	0,20	0,23	0,23	0,20	0,21	0,21
Нефтенасыщенность	0,50	0,59	0,48	0,58	0,53	0,56	0,41	0,52	0,56
Проницаемость	34	231	28	112	159	236	10	67	140
Коэффициент расчленённости	2,0	2,0	3,1	4,0	2,1	1,2	1,0	3,0	5,0
Начальное пластовое давление	21,2	22,8	22,6	23,3	22,0	22,0	23,7	23,7	23,7
Вязкость	1,69	1,71	1,64	0,99	3,02	3,02	2,17	1,64	1,69
Плотность	0,794	0,788	0,849	0,845	0,813	0,813	0,853	0,853	0,858
Давление насыщения	8,1	8,2	9,3	9,9	10,4	10,4	7,5	7,8	7,8
Коэффициент вытеснения	0,502	0,536	0,427	0,474	0,471	0,479	0,303	0,427	0,460
Газосодержание	50	51	50	82	53	53	45	45	45
Относительная проницаемость	0,15	1,00	0,25	1,00	0,67	1,00	0,07	0,48	1,00
Гидропроводность	68,4	580,9	58,0	749,7	210,6	171,9	5,5	110,3	339,6
Относительная гидропроводность	0,12	1,00	0,08	1,00	1,00	0,82	0,02	0,32	1,00
Отбор от НИЗ	68	95	80,1	92,9	90,6	63,6	88,6	67,5	73,8
Проектный КИН	0,279	0,525	0,272	0,376	0,352	0,329	0,230	0,386	0,394
Текущий КИН	0,19	0,499	0,218	0,349	0,319	0,209	0,204	0,261	0,291
Обводнённость	75	97	96,9	95,7	98,1	97,9	93,9	93,8	97,6
Расхождение отбора от НИЗ	27		12,8		27,0		-14,8	6,3	
Расхождение проектный КИН	0,246		0,104		0,024		0,164	0,008	
Расхождение тек КИН	0,309		0,131		0,110		0,087	0,030	
Расхождение обводнённости	22,0		-1,2		0,2		3,7	3,8	
Расхождение относительной kh/μ	0,88		0,92		0,2		1,0	0,7	

Приложение Г

Параметры	Месторождение 4			Месторождение 5						
	БС16-17			Ач						
	БС16/1	БС16/2	БС17	АЧ8	АЧ9/0	АЧ9	АЧ10	АЧ10/1	АЧ11	АЧ12/1-2
Расстояние между пластами	5,0			15,0						
Нефтенасыщенная толщина	2,1	3,3	2,8	1,9	4,3	13,5	14,3	2,6	7,1	3,9
Пористость	0,18	0,19	0,19	0,16	0,17	0,17	0,16	0,15	0,16	0,15
Нефтенасыщенность	0,55	0,54	0,57	0,44	0,46	0,48	0,45	0,46	0,48	0,37
Проницаемость	10	16	17	9	6	4	7	1	1	1
Коэффициент расчленённости	6,0	10,0	6,0	2,5	4,2	10,3	12,8	4,2	7,1	3,9
Начальное пластовое давление	26,7	26,7	26,7	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6
Вязкость	0,79	0,79	0,79	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Плотность	0,835	0,835	0,835	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
Давление насыщения	11,1	11,1	11,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Коэффициент вытеснения	0,431	0,495	0,497	0,353	0,441	0,315	0,383	0,389	0,399	0,245
Газосодержание	86	86	86	63	63	63	63	63	63	63
Относительная проницаемость	0,59	0,94	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,14	0,14	0,14
Гидропроводность	26,6	66,8	60,3	20,5	46,3	145,4	154,0	4,0	10,9	6,0
Относительная гидропроводность	0,44	1,00	1,00	0,13	0,30	0,94	1,00	0,03	0,07	0,04
Отбор от НИЗ	88,9	59,3		59,6		5,8		-	8,6	
Проектный КИН	0,369	0,334		0,281		0,282		-	0,282	
Текущий КИН	0,328	0,198		0,2		0,0		-	0,0	
Обводнённость	79,3	64,9		97,4	46	82,6	91,8	-	87,7	64
Расхождение отбора от НИЗ	-29,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расхождение проектный КИН	-0,035	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расхождение тек КИН	-0,130	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расхождение обводнённости	-14,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расхождение относительной kh/μ	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Приложение Г

Параметры	Месторождение 6		Месторождение 7		Месторождение 8		
	BC11/0-1		BC12		BC10/3+4		
	BC11/0	BC11/1	BC12/1	BC12/2	BC10/3+4	BC10/3-3	BC10/4
Расстояние между пластами	1,6		6,7		18,7		
Нефтенасыщенная толщина	1,8	4,4	3,3	7,0	3,4	3,0	2,1
Пористость	0,21	0,21	0,19	0,19	0,00	0,00	0,00
Нефтенасыщенность	0,51	0,52	0,47	0,54	0,50	0,37	0,41
Проницаемость	64	129	10	12	4	4	2
Коэффициент расчленённости	1,6	4,4	4,1	8,5	3,0	9,0	4,0
Начальное пластовое давление	23,2	23,3	25,1	25,1	27,2	26,0	27,2
Вязкость	1,65	1,65	2,38	2,38	0,97	0,97	0,97
Плотность	0,851	0,851	0,852	0,852	0,841	0,841	0,841
Давление насыщения	6,4	6,4	8,5	8,5	9,7	9,7	9,7
Коэффициент вытеснения	0,452	0,461	0,462	0,510	0,408	0,359	0,371
Газосодержание	46	46	58	58	57	57	57
Относительная проницаемость	0,50	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00
Гидропроводность	69,8	343,2	13,9	35,4	10,5	9,3	6,5
Относительная гидропроводность	0,20	1,00	0,39	1,00	1,00	0,88	0,62
Отбор от НИЗ	38,5	77,2	92,8	62,2	-	-	-
Проектный КИН	0,298	0,337	0,351	0,351	-	-	-
Текущий КИН	0,115	0,260	0,326	0,218	-	-	-
Обводнённость	66,85	93,13	87,3	91,7	-	-	-
Расхождение отбора от НИЗ	38,7		-30,6		-	-	-
Расхождение проектный КИН	0,039		0,000		-	-	-
Расхождение тек КИН	0,146		-0,107		-	-	-
Расхождение обводнённости	26,3		4,4		-	-	-
Расхождение относительной kh/μ	0,8		0,6		-	-	-

Приложение Г

Параметры	Месторождение 9							
	AB1-3		AB5			AB7-1		
	AB1-2	AB3	AB5-1	AB5-2	AB5-3	AB7-1	AB7-1a1	AB7-1a2
Расстояние между пластами	6,6		3,4			4,0		
Нефтенасыщенная толщина	11,0	5,1	3,1	1,6	2,8	2,5	2,9	1,3
Пористость	0,22	0,23	0,23	0,22	0,23	0,22	0,23	0,23
Нефтенасыщенность	0,55	0,52	0,47	0,46	0,50	0,49	0,47	0,46
Проницаемость	83	112	92	90	122	71	95	99
Коэффициент расчленённости	3,7	3,8	1,6	2,3	2,6	1,9	1,4	1,3
Начальное пластовое давление	19,0	19,0	19,5	19,5	19,8	21,0	21,0	21,0
Вязкость	2,80	2,80	2,80	2,80	2,40	2,20	2,20	2,20
Плотность	0,860	0,860	0,860	0,860	0,849	0,856	0,856	0,856
Давление насыщения	7,3	7,3	4,9	4,9	4,9	7,2	7,2	7,2
Коэффициент вытеснения	0,456	0,437	0,490	0,470	0,452	0,469	0,470	0,464
Газосодержание	36	36	36	36	36	42	42	42
Относительная проницаемость	0,74	1,00	0,75	0,73	1,00	0,71	0,96	1,00
Гидропроводность	326,1	204,0	102,0	51,1	142,7	80,2	125,6	58,7
Относительная гидропроводность	1,00	0,63	0,71	0,36	1,00	0,64	1,00	0,47
Отбор от НИЗ	77,9	68,1	86,6	28,1	41,4	85,3	63,3	73,3
Проектный КИН	0,366	0,246	0,444	0,268	0,420	0,297	0,308	0,288
Текущий КИН	0,285	0,168	0,384	0,075	0,174	0,253	0,195	0,212
Обводнённость	96,3	95,3	-	-	-	89	91,7	91,7
Расхождение отбора от НИЗ	9,7		-	13,3		-22,1		-10,1
Расхождение проектный КИН	0,120		-	0,152		0,011		0,019
Расхождение тек КИН	0,118		-	0,098		-0,059		-0,017
Расхождение обводнённости	1,0		-	0,0		2,7		0,0
Расхождение относительной kh/μ	0,4		-	0,6		0,4		0,5

Приложение Г

Параметры	Месторождение 9							
	AB1-3		AB5			AB7-1		
	AB1-2	AB3	AB5-1	AB5-2	AB5-3	AB7-1	AB7-1a1	AB7-1a2
Расстояние между пластами	6,6		3,4			4,0		
Нефтенасыщенная толщина	11,0	5,1	3,1	1,6	2,8	2,5	2,9	1,3
Пористость	0,22	0,23	0,23	0,22	0,23	0,22	0,23	0,23
Нефтенасыщенность	0,55	0,52	0,47	0,46	0,50	0,49	0,47	0,46
Проницаемость	83	112	92	90	122	71	95	99
Коэффициент расчленённости	3,7	3,8	1,6	2,3	2,6	1,9	1,4	1,3
Начальное пластовое давление	19,0	19,0	19,5	19,5	19,8	21,0	21,0	21,0
Вязкость	2,80	2,80	2,80	2,80	2,40	2,20	2,20	2,20
Плотность	0,860	0,860	0,860	0,860	0,849	0,856	0,856	0,856
Давление насыщения	7,3	7,3	4,9	4,9	4,9	7,2	7,2	7,2
Коэффициент вытеснения	0,456	0,437	0,490	0,470	0,452	0,469	0,470	0,464
Газосодержание	36	36	36	36	36	42	42	42
Относительная проницаемость	0,74	1,00	0,75	0,73	1,00	0,71	0,96	1,00
Гидропроводность	326,1	204,0	102,0	51,1	142,7	80,2	125,6	58,7
Относительная гидропроводность	1,00	0,63	0,71	0,36	1,00	0,64	1,00	0,47
Отбор от НИЗ	77,9	68,1	86,6	28,1	41,4	85,3	63,3	73,3
Проектный КИН	0,366	0,246	0,444	0,268	0,420	0,297	0,308	0,288
Текущий КИН	0,285	0,168	0,384	0,075	0,174	0,253	0,195	0,212
Обводнённость	96,3	95,3	-	-	-	89	91,7	91,7
Расхождение отбора от НИЗ	9,7		-	13,3		-22,1		-10,1
Расхождение проектный КИН	0,120		-	0,152		0,011		0,019
Расхождение тек КИН	0,118		-	0,098		-0,059		-0,017
Расхождение обводнённости	1,0		-	0,0		2,7		0,0
Расхождение относительной kh/μ	0,4		-	0,6		0,4		0,5

Приложение Г

Параметры	Месторождение 9											
	АВ7/16-7											
	АВ7-16	АВ7-2верх	АВ7-2сред	АВ7-2нижн	АВ7-3а	АВ7-3б	АВ7-4а	АВ7-4б	АВ7-4с	АВ7-5б	АВ7-6	АВ7-7
Расстояние между пластами	5,1											
Нефтенасыщенная толщина	3,5	1,4	2,0	1,3	1,9	2,0	3,2	2,5	0,8	2,4	2,6	1,2
Пористость	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,23	0,22	0,24	0,22	0,23	0,21
Нефтенасыщенность	0,49	0,44	0,47	0,44	0,47	0,48	0,49	0,49	0,53	0,47	0,54	0,48
Проницаемость	95	45	82	54	114	115	122	125	241	98	155	90
Коэффициент расчленённости	1,6	1,4	1,3	2,5	1,8	2,1	2,0	1,9	3,0	2,3	1,2	4,2
Начальное пластовое давление	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Вязкость	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Плотность	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790
Давление насыщения	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Коэффициент вытеснения	0,469	0,424	0,458	0,439	0,458	0,475	0,480	0,480	0,507	0,458	0,502	0,451
Газосодержание	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Относительная проницаемость	0,39	0,18	0,34	0,23	0,47	0,48	0,51	0,52	1,00	0,40	0,64	0,37
Гидропроводность	151,1	28,3	74,5	32,1	98,7	104,4	177,3	142,2	87,6	106,5	183,3	49,1
Относительная гидропроводность	1,00	0,19	0,49	0,21	0,65	0,57	0,97	0,94	0,58	0,70	1,00	0,27
Отбор от НИЗ	85,7	39,7	58,9	77,3	73,0	-	-	72,8	100,0	78,2	-	-
Проектный КИН	0,396	0,384	0,387	0,355	0,394	-	-	0,397	0,333	0,390	-	-
Текущий КИН	0,3	0,153	0,228	0,274	0,288	-	-	0,289	0,333	0,305	-	-
Обводнённость	84,2	91,79	91,79	91,79	96,7	-	-	94,7	94,7	95,7	-	-
Расхождение отбора от НИЗ	45,9		26,7	8,4	12,6	-	-	12,9	-14,3	7,4	-	-
Расхождение проектный КИН	0,012		0,009	0,041	0,002	-	-	-0,001	0,063	0,006	-	-
Расхождение тек КИН	0,187		0,111	0,065	0,051	-	-	0,050	0,006	0,034	-	-
Расхождение обводнённости	-7,6		-7,6	-7,6	-12,5	-	-	-10,5	-10,5	-11,5	-	-
Расхождение относительной kh/μ	0,8		0,5	0,8	0,3	-	-	0,1	0,4	0,3	-	-

Приложение Г

Параметры	Месторождение 9								Месторождение 10			
	АВ8			БВ0-2					Ач1-3			
	АВ8-1	АВ8-2а	АВ8-2б	БВ0	БВ1-1+БВ1-2	БВ1-1	БВ1-2	БВ2	Ач1/2	Ач2/2	Ач3/2-1	Ач2/2-2
Расстояние между пластами	9,6			3,0					29,0			
Нефтенасыщенная толщина	5,2	2,7	3,2	1,8	2,1	1,2	2,2	3,9	4,5	2,5	3,0	3,1
Пористость	0,23	0,22	0,23	0,20	0,19	0,19	0,20	0,20	0,16	0,17	0,16	0,16
Нефтенасыщенность	0,50	0,49	0,51	0,44	0,44	0,40	0,48	0,47	0,66	0,44	0,52	0,45
Проницаемость	161	85	122	24	19	13	27	60	5	3	4	1
Коэффициент расчленённости	3,2	2,4	2,0	1,4	2,5	1,3	1,7	2,5	5,0	2,0	7,0	4,3
Начальное пластовое давление	21,4	21,4	21,4	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	29,6	29,4	29,8	29,8
Вязкость	1,90	1,90	1,90	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	0,46	0,46	0,46	0,46
Плотность	0,788	0,788	0,788	0,807	0,807	0,807	0,807	0,807	0,819	0,819	0,819	0,819
Давление насыщения	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	11,6	11,6	11,6	11,6
Коэффициент вытеснения	0,439	0,437	0,440	0,487	0,487	0,494	0,482	0,507	0,559	0,339	0,440	0,353
Газосодержание	45	45	45	37	37	37	37	37	113	113	113	113
Относительная проницаемость	1,00	0,53	0,76	0,41	0,32	0,22	0,44	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Гидропроводность	441,2	120,4	205,8	13,3	12,1	4,8	17,7	70,8	29,3	16,3	19,5	20,2
Относительная гидропроводность	1,00	0,27	0,47	0,19	0,17	0,07	0,25	1,00	1,00	0,56	0,67	0,69
Отбор от НИЗ	93,3	90,1	69,2	86,1	91,7	84,1	87,8	80,8	39,5	2,5	3,6	
Проектный КИН	0,282	0,322	0,305	0,320	0,298	0,314	0,311	0,297	0,347	0,301	0,304	
Текущий КИН	0,264	0,290	0,211	0,275	0,273	0,264	0,273	0,240	0,137	0,008	0,011	
Обводнённость	95,65	91,96	95,5	88,7	88,7	88,7	88,7	96,3	54,2	31,5	46,9	
Расхождение отбора от НИЗ	3,2		24,1	-5,3	-10,9	-3,3	-7,0		37,0		36,0	
Расхождение проектный КИН	-0,040		-0,022	-0,02	-0,001	-0,02	-0,014		0,046		0,0	
Расхождение тек КИН	-0,027		0,053	-0,03	-0,033	-0,02	-0,033		0,130		0,1	
Расхождение обводнённости	3,7		0,150	7,6	7,6	7,6	7,6		22,7		7,3	
Расхождение относительной kh/μ	0,7		0,5	0,8	0,8	0,9	0,8		0,4		0,3	

Приложение Г

Параметры	Месторождение 11		Месторождение 12		Месторождение 13		Месторождение 14	
	AB2-3		AB1-2		AB1-2		AB1-2	
	AB2	AB3	AB1/3	AB2	AB1/3	AB2	AB1/3	AB2
Расстояние между пластами	6,3		2,8		3,0		2,8	
Нефтенасыщенная толщина	4,6	4,7	3,1	4,9	3,4	3,3	4,0	4,0
Пористость	0,21	0,22	0,21	0,22	0,23	0,23	0,22	0,24
Нефтенасыщенность	0,56	0,53	0,46	0,54	0,48	0,52	0,49	0,60
Проницаемость	126	179	16	83	53	315	46	233
Коэффициент расчленённости	4,0	5,0	2,0	4,0	2,4	4,7	3,9	5,4
Начальное пластовое давление	18,0	18,0	18,5	18,5	18,3	18,9	18,6	18,6
Вязкость	1,46	1,46	1,57	1,57	2,46	1,98	3,62	3,62
Плотность	0,857	0,857	0,853	0,853	0,861	0,855	0,863	0,861
Давление насыщения	8,6	8,6	7,7	7,7	8,4	8,0	6,1	7,5
Коэффициент вытеснения	0,504	0,498	0,413	0,504	0,432	0,453	0,425	0,454
Газосодержание	55	50	55	55	40	43	38	46
Относительная проницаемость	0,70	1,00	0,19	1,00	0,17	1,00	0,20	1,00
Гидропроводность	397,0	576,2	31,6	259,0	73,3	525,0	50,8	257,5
Относительная гидропроводность	0,69	1,00	0,12	1,00	0,14	1,00	0,20	1,00
Отбор от НИЗ	95,8	53,5	63,8	97,8	16,6	52,6	24,0	54,9
Проектный КИН	0,461	0,457	0,256	0,417	0,304	0,352	0,279	0,366
Текущий КИН	0,442	0,244	0,163	0,408	0,050	0,185	0,067	0,201
Обводнённость	97,0	98,4	98,5	98,6	83,9	90,9	93,5	94,96
Расхождение отбора от НИЗ	-	-	34,1		36,0		30,8	
Расхождение проектный КИН	-	-	0,161		0,048		0,087	
Расхождение тек КИН	-	-	0,244		0,135		0,134	
Расхождение обводнённости	-	-	0,1		7,0		1,5	
Расхождение относительной kh/μ	-	-	0,9		0,9		0,8	

Приложение Г

Параметры	Месторождение 15		Месторождение 16		Месторождение 17		Месторождение 18	
	БС11/2		АВ1-2		АВ1-2		ЮВ1	
	БС11/2а	БС11/2б	АВ1/3	АВ2	АВ1/3	АВ2	ЮВ1/1	ЮВ1/2
Расстояние между пластами	8,0		7,4		7,2		19,0	
Нефтенасыщенная толщина	1,4	8,5	2,5	4,5	1,8	4,6	4,6	2,5
Пористость	0,20	0,20	0,20	0,23	0,20	0,22	0,16	0,15
Нефтенасыщенность	0,49	0,49	0,40	0,55	0,44	0,53	0,45	0,52
Проницаемость	13	38	16	200	18	110	7	2
Коэффициент расчленённости	2,0	8,0	2,0	7,0	1,9	5,6	4,0	2,7
Начальное пластовое давление	23,8	23,8	18,0	18,0	18,0	18,0	25,6	26,0
Вязкость	0,81	0,81	2,44	2,44	1,45	1,45	0,48	0,18
Плотность	0,834	0,834	0,858	0,858	0,855	0,855	0,816	0,750
Давление насыщения	10,8	10,8	7,9	7,9	7,9	7,9	12,9	13,3
Коэффициент вытеснения	0,530	0,530	0,472	0,505	0,405	0,433	0,360	0,450
Газосодержание	81	81	38	38	43	43	101	101
Относительная проницаемость	0,34	1,00	0,08	1,00	0,16	1,00	1,00	0,29
Гидропроводность	22,5	398,8	16,4	368,9	22,3	349,0	67,1	27,8
Относительная гидропроводность	0,06	1,00	0,04	1,00	0,06	1,00	1,00	0,41
Отбор от НИЗ	73,7	83,7	68,9	94,5	64,4	70,6	78,4	61,8
Проектный КИН	0,405	0,429	0,321	0,431	0,282	0,346	0,303	0,243
Текущий КИН	0,299	0,359	0,221	0,407	0,182	0,244	0,238	0,150
Обводнённость	89,3	92,7	94,5	96,6	97,9	96,6	74,4	67,0
Расхождение отбора от НИЗ	10,0		25,5		6,2		16,6	
Расхождение проектный КИН	0,024		0,110		0,064		0,061	
Расхождение тек КИН	0,060		0,186		0,063		0,088	
Расхождение обводнённости	3,4		2,1		-1,3		7,4	
Расхождение относительной kh/μ	0,9		1,0		0,9		0,6	

Приложение Г

Параметры	Месторождение 19								
	Т1-Т3								
	Т1 Запад	Т1 Центр	Т1 Восток	Т2 Запад	Т2 Центр	Т2 Восток	Т3 Запад	Т3 Центр	Т3 Восток
Расстояние между пластами	10,0								
Нефтенасыщенная толщина	2,4	3,2	2,6	4,7	4,0	2,5	3,1	1,9	2,6
Пористость	0,17	0,18	0,19	0,19	0,19	0,18	0,16	0,17	0,16
Нефтенасыщенность	0,60	0,61	0,48	0,63	0,60	0,50	0,55	0,56	0,48
Проницаемость	17	29	24	34	35	18	22	11	15
Коэффициент расчленённости	2,6	3,5	4,1	6,9	6,1	4,0	4,3	3,1	5,4
Начальное пластовое давление	20,4	20,4	20,4	20,0	20,0	20,0	21,5	21,5	21,5
Вязкость	0,98	0,98	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Плотность	0,738	0,738	0,738	0,736	0,736	0,736	0,741	0,741	0,741
Давление насыщения	10,3	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4	9,9	9,9	9,9
Коэффициент вытеснения	0,463	0,464	0,448	0,413	0,423	0,445	0,440	0,435	0,471
Газосодержание	92	92	92	94	94	93	90	90	94
Относительная проницаемость	0,50	0,81	1,00	1,00	1,00	0,77	0,65	0,31	0,64
Гидропроводность	41,6	93,4	63,4	167,7	148,6	48,4	71,5	21,6	41,9
Относительная гидропроводность	0,25	0,63	1,00	1,00	1,00	0,76	0,43	0,15	0,66
Отбор от НИЗ	42,2	67,5	33,1	75,4	59,5	28,2	80,1	18,5	31,6
Проектный КИН	0,294	0,324	0,250	0,319	0,311	0,226	0,278	0,237	0,156
Текущий КИН	0,124	0,219	0,083	0,240	0,185	0,064	0,223	0,0	0,0
Обводнённость	94	89,5	68,1	96,2	92,6	61,2	98,7	100	89,9
Расхождение отбора от НИЗ	33,2	-8,0	-	-	-	4,9	-4,7	41,0	1,5
Расхождение проектный КИН	0,025	-0,013	-	-	-	0,023	0,040	0,074	0,093
Расхождение тек КИН	0,116	-0,033	-	-	-	0,019	0,017	0,141	0,033
Расхождение обводнённости	2,2	3,1	-	-	-	6,9	-2,5	-7,4	-21,8
Расхождение относительной kh/μ	0,8	0,4	-	-	-	0,2	0,6	0,9	0,3

Приложение Г

Параметры	Месторождение 20				Месторождение 21			Месторождение 22				
	П1-2+Г+КВ				П1-2+Г			Ю2-7				
	П1	П2	Т	КВ	П1	П2	Т	Ю2-3	Ю4	Ю5	Ю6	Ю7
Расстояние между пластами	7,0				6,2			11,0				
Нефтенасыщенная толщина	4,5	2,6	4,0	7,7	3,3	4,6	1,7	6,9	6,8	2,4	3,2	1,9
Пористость	0,24	0,21	0,19	0,19	0,20	0,24	0,20	0,16	0,17	0,17	0,18	0,18
Нефтенасыщенность	0,65	0,59	0,56	0,52	0,63	0,77	0,50	0,52	0,50	0,54	0,52	0,54
Проницаемость	343	40	23	1	44	108	2	8	12	44	71	105
Коэффициент расчленённости	2,7	2,0	6,6	4,6	1,7	2,3	1,8	6,0	4,0	2,0	2,0	2,0
Начальное пластовое давление	17,1	17,0	17,5	17,6	15,2	15,2	15,6	23,4	21,5	22,4	22,4	22,4
Вязкость	1,64	1,60	1,59	1,10	1,00	1,00	0,60	1,82	0,59	0,92	0,92	0,92
Плотность	0,758	0,769	0,758	0,760	0,819	0,819	0,804	0,833	0,833	0,833	0,833	0,833
Давление насыщения	8,8	10,0	7,7	9,5	8,6	8,6	8,4	7,8	11,2	10,0	10,0	10,0
Коэффициент вытеснения	0,625	0,572	0,450	0,474	0,650	0,680	0,489	0,434	0,412	0,449	0,417	0,421
Газосодержание	69	69	69	69	61	61	61	96	96	96	96	96
Относительная проницаемость	1,00	0,12	0,07	0,00	0,41	1,00	0,02	0,08	0,11	0,42	0,68	1,00
Гидропроводность	940,3	64,5	58,4	5,6	145,2	496,8	5,2	31,5	137,2	114,0	248,3	215,8
Относительная гидропроводность	1,00	0,07	0,06	0,01	0,29	1,00	0,01	0,13	0,55	0,46	1,00	0,87
Отбор от НИЗ	91,1	76,8	84,6	90,2	79,9	97,9	77,1	18,8	22,1	20,1	23,8	10,5
Проектный КИН	0,484	0,409	0,320	0,251	0,312	0,595	0,298	0,215	0,161	0,101	0,197	0,100
Текущий КИН	0,441	0,314	0,271	0,226	0,249	0,582	0,230	0,040	0,036	0,020	0,047	0,011
Обводнённость	97,5	95,96	97,3	96,2	98,6	98,7	98,6	59,6	68,1	83,9	84,7	84,5
Расхождение отбора от НИЗ	-	14,3	6,5	0,9	18,0	-	20,8	5,0	1,7	3,7		13,3
Расхождение проектный КИН	-	0,075	0,164	0,233	0,283	-	0,297	-0,02	0,04	0,097		0,097
Расхождение тек КИН	-	0,126	0,170	0,215	0,333	-	0,352	0,01	0,01	0,027		0,036
Расхождение обводнённости	-	1,5	0,2	1,3	0,1	-	0,1	25,1	16,6	0,8		0,2
Расхождение относительной kh/μ	-	0,9	0,9	1,0	0,7	-	1,0	0,9	0,4	0,5		0,1


Приложение Д

Выкопировка из Дополнения к технологическому проекту разработки нефтяного
месторождения N ХМАО-Югры Тюменской области

Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»)

УДК 622.276.1/8(066)(571.122)

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
по разработке месторождений –
главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


_____ О.А. Залевский
« 27 » _____ 12 _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


_____ В.П. Зубарев
« 27 » _____ 12 _____ 2024 г.

ОТЧЕТ

ДОПОЛНЕНИЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
[REDACTED] НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ХМАО – ЮГРЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Задание от 22.02.2023 № 22С3712 005 / 23ТD029
к договору от 29.12.2022 № 22С3712 / 22М5555

7 книг, 1 папка

Книга 1

Текстовая часть

Заместитель генерального директора
по региону (Западно-Сибирский регион)
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Руководитель проекта
(Разработка месторождений,
Западно-Сибирский регион)
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»




_____ И.С. Соколов


Тюмень 2024

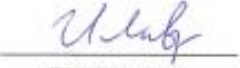

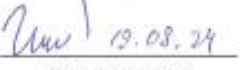
Приложение Д

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Управления проектирования и мониторинга разработки месторождений
ТНП «Когалымнефтегаз»

Начальник управления	 подпись, дата	И.В. Рябов (общее руководство)
Начальник отдела	 подпись, дата	М.С. Павлов (ответственный исполнитель, главы 3, 5, 8, заключение)
Главный специалист	 подпись, дата	С.С. Васи (главы 2, 12)
Главный специалист	 подпись, дата	А.Н. Кривоногов (главы 5, 6)
Главный специалист	 подпись, дата	А.Ю. Максимов (главы 5, 6)
Главный специалист	 подпись, дата	Г.Н. Пирогов (глава 5)
Главный специалист	 подпись, дата	А.А. Русов (глава 2)
Ведущий инженер	 подпись, дата	О.Н. Босых (главы 5, 8, введение)
Ведущий инженер	 подпись, дата	А.Н. Кульчихина (главы 1, 2, 12, графические приложения)
Инженер 1-й категории	 подпись, дата	Р.А. Нещадимов (главы 3, 5, графические приложения, раздел 13.4)
Инженер 1-й категории	 подпись, дата	А.А. Никеров (главы 3, 5, графические приложения)

Управление гидродинамического моделирования
месторождений Западно-Сибирского региона

Старший менеджер	 подпись, дата	И.Г. Лавров (3D ГМ, раздел 4.1)
Старший менеджер	 подпись, дата	Е.Н. Юдин (3D ГДМ, раздел 4.2)
Главный специалист	 подпись, дата	А.Ф. Гильметов (3D ГДМ, раздел 4.2)



Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального
директора по региону
(Западно-Сибирский регион)
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

С.Л. Кузнецов
«20» января 2025 г.



Акт о внедрении

в производственный процесс результатов диссертационных исследований, выполненных Нецадимовым Романом Александровичем, аспирантом кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», инженером 1-й категории Отдела проектирования, мониторинга и нейросетевой оптимизации разработки Южно-Ягунской группы месторождений Управления проектирования и мониторинга разработки месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Настоящим актом подтверждается, что уплотняющее бурение на объекте БС10 месторождения N, предложенное при осуществлении диссертационных исследований Нецадимовым Романом Александровичем, было включено в дополнение к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения N ХМАО-Югры Тюменской области, выполненное в 2024 году.

Начальник управления проектирования
и мониторинга разработки месторождений
ТПП «Когалымнефтегаз»

И.В. Рябов

Приложение Ж

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022612753

WellAllocation

Правообладатель: *Нещадимов Роман Александрович (RU)*Автор(ы): *Нещадимов Роман Александрович (RU)*

Заявка № 2022611798

Дата поступления **12 февраля 2022 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **28 февраля 2022 г.***Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат: 68b800773c14e48f00a94edbd24145d5c7
Владелец: **Зубов Юлий Сергеевич**
Действителен с 20.05.2022 по 20.05.2023

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2022612753**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства):
2022612753
Дата регистрации: 28.02.2022
Номер и дата поступления заявки:
2022611798 12.02.2022
Дата публикации и номер бюллетеня:
28.02.2022 Бюл. № 3
Контактные реквизиты:
NeshchadimovRA@yandex.ru

Автор(ы):
Нещадимов Роман Александрович (RU)
Правообладатель(и):
Нещадимов Роман Александрович (RU)

Название программы для ЭВМ:
WellAllocation

Реферат:

Программа предназначена для обеспечения процесса разделения добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Функции программы: загрузка данных о добыче нефти и жидкости, результатов гидродинамических исследований (РИГИС), потокометрии, интервалов перфорации, характеристик обводнённости из таблиц Excel; просмотр загруженных таблиц добычи, РИГИС, потокометрии, интервалов перфорации в интерфейсе программного продукта; выполнение расчёта разделения добычи нефти и жидкости при совместной эксплуатации нескольких пластов, поддержка до 10 работающих пластов в одной скважине; визуализация результатов расчёта в виде графиков добычи нефти и жидкости с возможностью сопоставления исходных данных из МЭР и результатов расчёта; выгрузка результатов расчёта в виде таблицы.

Язык программирования: C#

Объем программы для ЭВМ: 848 КБ

Приложение 3

Выкопировка из протокола НТС



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

1002/174-385 от 30.12.2025

ПРОТОКОЛ

25.12.2025

№ 40 – Г / 2025

г. Пермь

Заседания НТС ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по направлению
«Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»

Председатель НТС: Алексеев Б.Г.

Секретарь: Кашина С.С.

Список участников:

Члены НТС: Антипин А.С., Анурьев М.К., Дивин Л.В., Дмитриюков П.А., Ефимов В.Н., Иванов С.Н., Игошев А.В., Климовских М.А., Колесников С.В. (к.т.н.), Кондратьев С.А., Кориков А.В., Кузнецов А.А., Кузнецов Д.В., Ладейщиков С.В. (к.т.н.), Латыпов Р.И., Лютоев П.А., Мельников М.Н., Пермяков В.Г., Плотников А.В. (к.г.-м.н.), Потехин Д.В. (д.т.н.), Почтарь Р.И., Путилов И.С. (д.т.н.), Саеггараев А.Д., Семенова Т.В., Сердюков Н.И., Соловьев С.И. (к.т.н.), Струнин С.В., Тихонова О.А., Токсубасва А.С., Филатов М.А., Филиппов Е.В. (к.т.н.), Хакимова Ж.А., Черемухин П.А., Черных И.А. (к.т.н.), Юнин И.А., Ямсков И.Н.

Приглашенные:

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

Пермский регион: Верховых Ю.С., Жданов А.А., Зекрин Р.А., Малижонков Н.В., Новоструева Е.К., Оболдина М.А., Субботин Е.А., Шестакова Н.С., Усталова А.Я., Шимова О.А., Широков А.В., Ширяева Д.А., Шлыков А.А., Юрин А.В.

Регион Коми и НАО: Александров А.С., Бачурин Е.Б., Безинов Д.В., Гришаева О.Г., Комаров П.А., Куш М.Д., Левченко И.Б., Пермяков П.А., Швец С.В. (к.т.н.), Ямскова И.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: Азанова Е.О., Антипина О.А., Бачурин А.Н., Белкин А.С., Бурдина Ю.А., Гаврилова Н.Е., Гайнутдинова Е.А., Герасимова О.А., Глазырин С.Н., Головкина А.В., Горбунова В.В., Зиньковская Д.А., Ившин А.В., Истомина З.А., Каменских Л.С., Каракулова О.В., Кубарев В.Г., Кукушкина О.Б., Кустова О.В., Кустов П.Н., Михновская О.А., Мустаева М.И., Мягкова Т.П., Никулин С.Е., Новиков В.А., Подосенов А.Е., Присяжнюк М.А., Радионова А.Н., Сабельников И.С., Севрюгина А.В., Сизова А.А., Фадеев А.Н., Фазиуллина Ю.А., Халтурина Т.А., Чалин С.А., Чемоданов С.И., Шатов В.А., Яковлев А.Ю.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. Доклад: «Результаты мониторинга разработки месторождений ООО «УралОйл» за 2025 год».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Мельников Максим Николаевич, начальник Управления планирования и мониторинга методов ПНП месторождений Поволжского региона, Республики Коми и Пермского края.

2. Доклад: «Рассмотрение Бизнес-плана освоения запасов нераспределенного фонда недр Шершневского месторождения».

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Докладчик: Струнин Сергей Викторович, начальник Отдела развития минерально-сырьевой базы Управления минерально-сырьевой базы.

3. Доклад: «Рассмотрение Бизнес-плана освоения запасов нераспределенного фонда недр Юрчукского (северный и часть южного купола) месторождения».

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Приложение 3

Докладчик: Струнин Сергей Викторович, начальник Отдела развития минерально-сырьевой базы Управления минерально-сырьевой базы.

4. Доклад: «Рассмотрение Бизнес-плана освоения запасов нераспределенного фонда недр Юрчукского (южный купол) месторождения».

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Докладчик: Струнин Сергей Викторович, начальник Отдела развития минерально-сырьевой базы Управления минерально-сырьевой базы.

5. Доклад: «Отчет о результатах опытно-промышленного размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователем недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья Чашкинского месторождения».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Шатов Владимир Анатольевич, главный специалист Управления по нефтетитановому производству.

6. Доклад: «Оперативное изменение состояния запасов углеводородного сырья по залежам пластов ВЗВ4, Тл1-в, Тл2-а, Тл2-б, Б61, Б62, Т1, Фм1, Фм2, Фм3, Фм4, Фр, Д0-б, Д1 Ефремовского, Новотартинского, Орехового, Северо-Ефремовского, Софьинского и Хуторского куполов Софьинского газонефтяного месторождения Пермского края».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Азанова Евгения Олеговна, начальник Отдела подсчета запасов месторождений Центрального Прикамья.

7. Доклад: «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Альняшского нефтяного месторождения Пермского края».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Мягкова Татьяна Павловна, начальник Отдела подсчета запасов месторождений Южного Прикамья.

8. Доклад: «Оперативное изменение состояния запасов УВС пластов C1s1 (3 и 4 пачки) и D3fm (Ф4+5) Осваньюрского месторождения».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва.

Докладчик: Истомина Зилия Адиповна, ведущий геолог Отдела подсчета запасов месторождений НАО.

9. Доклад: «Формирование методических рекомендаций геохимического контроля процесса разработки многопластовых нефтяных и газонефтяных месторождений».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Гаврилова Наталья Евгеньевна, начальник Управления исследований пластовых флюидов, к.х.н.

10. Доклад: «Рассмотрение проектной документации по объекту: «Строительство скважин месторождения им. Татищева (модуль 159)»».

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Докладчик: Ившин Александр Викторович, главный инженер проекта Управления проектирования строительства скважин.

По первому докладу выступил: Мельников Максим Николаевич, начальник Управления планирования и мониторинга методов ПНП месторождений Поволжского региона, Республики Коми и Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Доклад: «Результаты мониторинга разработки месторождений ООО «УралОйл» за 2025 год».

Мониторинг разработки выполнен по 39 разрабатываемым месторождениям в разрезе 133 элементов разработки по состоянию на 01.01.2026.

Приложение 3

По девятому докладу выступила: Гаврилова Наталья Евгеньевна, начальник Управления исследований пластовых флюидов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь, к.х.н.

Доклад: «Формирование методических рекомендаций геохимического контроля процесса разработки многопластовых нефтяных и газонефтяных месторождений».

Цель данной работы: выработка методического подхода к геохимическому контролю процессу разработки многопластовых месторождений.

Задача: первичное количественное разделение добычи нефти по залежам в скважинах с совместной выработкой.

Для оценки вклада пластового флюида в формирование общего притока на устье скважины при совместной эксплуатации нескольких залежей представлено два подхода.

1. Привычным подходом для оценки флюидодинамической связи нефтей пластов является сопоставление геохимических данных по лепестковым диаграммам, кросс-плотам и

- создание синтетических статистических смесей (для каждого из пластов по пробам с одной скважины (взятых, например, с интервалом 1 месяц), нескольких соседних скважин (получение средних проб));

- повторные измерения взятых проб (без больших временных интервалов между исследованиями).

В процессе эксплуатации геохимические модели будут терять свою актуальность по разным причинам: бурение боковых стволов, перевод на вышележащий горизонт, приобщение новых пластов, поэтому вероятней всего потребуются актуализация моделей.

Выводы:

1. Определен методический подход к разделению пластов в совместной добыче на Чураковском и Москудьинском месторождениях по пластам:

- выбран оптимальный лабораторный комплекс для осуществления деления нефтей по пластам.

- рассчитана доля добываемой нефти из каждого пласта для скважин, эксплуатирующих два объекта.

2. Рекомендуется провести дополнительный отбор устьевых проб нефти с целью повышения представительности имеющейся выборки.

По девятому докладу задали вопросы:

Путилов И.С. (д.т.н.) – о решении задач по статистическим данным;

Филиппов Е.В. (к.т.н.) – о перспективах применения указанных методик, о необходимых мероприятиях для утверждения и тиражирования указанной методики, о программном обеспечении.

По девятому докладу решили:

1. Доклад «Формирование методических рекомендаций геохимического контроля процесса разработки многопластовых нефтяных и газонефтяных месторождений» принять.

2. Сформировать предложения по подготовке, апробированию и утверждению в ФБУ ГКЗ методических подходов геохимического контроля процесса разработки многопластовых нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Подготовить дорожную карту выполнения работ.

Отв.: Гаврилова Н.Е.

Срок: 14.02.2026

3. Рассмотреть возможность проведения НИОКР силами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с целью дальнейшего тиражирования методики в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».

Отв.: Бондаренко А.В.

Срок: 14.02.2026

4. Подготовить программу работ на 2026 год с выбором наиболее перспективных объектов, имеющих необходимое количество эталонных скважин для качественного разделения добычи по скважинам, эксплуатирующим 2 и более пласта.

Отв.: Игошев А.В., Гаврилова Н.Е. (к.х.н.), Ануриев М.К.

Срок: 28.02.2026

5. Сформировать рабочую группу по реализации программы.

Отв.: Филиппов Е.В., Филатов М.А., Бондаренко А.В., главные геологи ТПП

Срок: 31.03.2026