

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



АГИШЕВ ЭРНЕСТ РАВИЛЕВИЧ

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРАТЕГИИ
РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
КОЛЛЕКТОРОВ ТИПА «РЯБЧИК»**

Специальность: 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений» (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Андреев Вадим Евгеньевич

Уфа–2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Глава 1 обзор мирового опыта освоения запасов нефти, приуроченных к тонкослоистым глиносодержащим коллекторам	11
1.1 Обзор методических и технических практик выделения тонкослоистых коллекторов	12
1.2 Анализ опыта применения технологии горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для разработки низкопроницаемых коллекторов	26
1.3 Выводы по главе 1	46
Глава 2 исследование особенностей оценки петрофизических параметров тонкослоистых глиносодержащих коллекторов для подсчета запасов нефти.....	47
2.1 Исследование литолого-фациальных особенностей рассматриваемого пласта	47
2.2 Анализ геолого-геофизической информации для литологического расчленения и оценки подсчетных параметров	63
2.3 Построение уточненной геологической модели и подсчет запасов ..	84
2.4 Выводы по главе 2	94
Глава 3 геолого-технологический анализ и обоснование эффективной технологии разработки тонкослоистых глиносодержащих коллекторов.....	99
3.1 Исследование геомеханических свойств пласта для прогнозирования параметров трещины гидроразрыва пласта.....	100
3.2 Обоснование выбора участка для проведения опытно-промышленных работ	110

3.3 Оптимизация сетки скважин при различных вариантах их заканчивания и расположения	114
3.4 Выводы по главе 3	131
Глава 4 анализ фактических результатов и прогноз технико-экономического эффекта опытно-промышленных работ	134
Заключение.....	142
Список сокращений и условных обозначений	144
Список использованной литературы.....	147
Приложение А. (справочное) Справка о внедрении результатов диссертационных исследований.....	168

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования

На сегодняшний день наблюдается значительное изменение в структуре запасов нефтедобывающих компаний Российской Федерации. На открытых во второй половине XX века месторождениях нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции все большую роль начинают играть трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), приуроченные к низкопроницаемым коллекторам Ачимовской, Баженовской, Тюменской, Доманиковской свит [1; 2; 3; 4; 5; 6]. Дополнительный стимул к разработке данных запасов обусловлен наличием льготы, позволяющей уменьшить сумму налога на добычу полезных ископаемых [7; 8]. Обоснование и получение льготы на добычу ТриЗ становится методом повышения экономической привлекательности разработки объектов и месторождений, находящихся за пределами рентабельности. Вовлечение в разработку таких запасов дает «второе дыхание» месторождениям, которые находятся на поздних стадиях разработки, в том числе по следующим причинам: минимизация капитальных затрат на строительство за счет существующей инфраструктуры; использование имеющегося фонда скважин для организации системы поддержания пластового давления (ППД); перевод скважин в добычу на новый объект с применением зарезки боковых стволов.

Таким образом, для выработанных месторождений приоритетной является проблема поиска, оценки, рационального вовлечения в разработку и, при наличии оснований, получения льгот ТриЗ. Развитие в последнее время таких технологий добычи нефти, как бурение горизонтальных (ГС) и многозабойных скважин (МЗС), гидроразрыв пласта (ГРП), позволяют вновь сконцентрировать внимание на запасах, которые были ранее не введены в разработку из-за отсутствия экономически рентабельных способов их извлечения.

В работе рассматривается пласт АВ1(1-2), из-за особенностей текстуры именуемый «рябчик», Ватинской группы месторождений. Текущая выработка месторождений недропользователя превышает 50%, около 40% текущих

извлекаемых запасов (ТИЗ) приходится на низкопроницаемые объекты Ачимовской и Тюменской свит. После введения в 2014 году льгот на добычу ТрИЗ неуклонно растет доля скважин, вводимых на льготируемые объекты; при этом сокращается доля скважин, вводимых на пласты группы АВ, к которым относится и пласт «рябчик», в котором сосредоточено более 7 % ТИЗ при минимальной выработке.

Этот пласт долгое время считался малоперспективным из-за низкой проницаемости и плотности запасов нефти, но с появлением новых технологий встал вопрос о создании единой стратегии его рентабельной разработки, включающей в себя:

- обоснование геологоразведочных работ и «свежий» взгляд на имеющиеся запасы;
- разработку комплекса научных исследований и применение новых методов и технологий оценки пласта;
- обоснование стратегии бурения и организации системы ППД;
- обоснование экономической целесообразности и технологической возможности рентабельного вовлечения запасов нефти в разработку.

Развитие методов геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования позволяет заранее, на стадии оценки, определить возможные риски и предложить решения для их минимизации.

Степень разработанности темы

В целом основные принципы литологического расчленения разреза, геолого-гидродинамического моделирования (ГГДМ) и совершенствования систем разработки неоднородных коллекторов описаны в трудах отечественных и зарубежных ученых: В. Е. Андреева, М. С. Антонова, В.А. Байкова, Р. Н. Бахтизина, Е. О. Белякова, Л. С. Бриллианта, Р. А. Валиуллина, Р. Х. Гильмановой, А. И. Григоряна, В. А. Ефимова, К. Е. Закревского, Ю. В. Зейгмана, Р. Д. Каневской, Ю. А. Котенева, Е. В. Лозина, А. Х. Мирзаджанзаде, В. Ш. Мухаметшина, В. И. Петерселье, А. И. Понамарева, Ш. Х. Султанова, Е. А. Романова, Д. Уолкота, М. М.

Хасанова, Р. С. Хисамова, Н. И. Хисамутдинова, М. J. Economides, F. M. Giger, S. D. Joshi и др.

Несмотря на высокую степень проработки темы, остаются нерешенными вопросы повышения эффективности разработки неоднородных и низкопроницаемых коллекторов на основе систематизированного подхода к оптимизации системы размещения скважин и их заканчивания. В связи с вышесказанным возникла потребность в проведении изысканий для решения всего спектра задач, связанных с вводом нового объекта в разработку на основе современных методов геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования с целью выбора наиболее эффективного комплекса технологических решений по вовлечению в разработку запасов нефти.

Цели и задачи работы

Цель работы – обоснование комплекса технологических решений по вовлечению в разработку запасов нефти из тонкослоистых глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов типа «рябчик».

В диссертации решались следующие задачи:

1. Совершенствование методики литологического расчленения разреза, оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора типа «рябчик» и построение собственной петрофизической модели пласта АВ1(1-2).
2. Исследование влияния параметров проведения ГРП на геометрию инициализированной трещины.
3. Исследование процесса разработки объекта различными системами размещения скважин и обоснование их оптимального расположения.

Научная новизна

1. Впервые получены зависимости, основанные на обобщении данных исследований кернового материала и радиоактивных методов ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств свойства пласта АВ1(1–2) «рябчик» как самостоятельного объекта разработки, которые позволяют существенно уточнить его горно-геологическое строение.

2. Создана модель пласта АВ1(1-2) «рябчик», описывающая напряженно-деформационное состояние горного массива вдоль ствола скважины, базирующаяся на комплексном изучении упруго-прочностных свойств образцов керна и позволяющая обосновать технологические параметры процесса ГРП.

3. Обоснованы критерии выбора участков для проведения опытно-промышленных работ и первоочередного разбуривания с учетом возможных геологических и технико-экономических рисков.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в разработке единой комплексной программы исследований для обоснования эффективного подхода к вводу в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к тонкослоистым глиносодержащим низкопроницаемым коллекторам типа «рябчик», на основе современных методов моделирования.

Практическая значимость работы состоит в следующем:

1. На основе построенной петрофизической модели пласта проведена переинтерпретация ГИС, обосновано увеличение начальных геологических запасов нефти (НГЗ) на 52,7 %, а также определена принадлежность запасов нефти к категории трудноизвлекаемых.

2. На основе многовариантного геомеханического моделирования предложен типовой дизайн ГРП, позволяющий снизить риск приобщения нижележащего водоносного горизонта.

3. На основе многовариантного геолого-гидродинамического моделирования предложен эффективный комплекс решений, позволяющий вовлечь в разработку 93,4% низкорентабельных запасов нефти, ранее относящихся к низкорентабельным.

4. Результаты работы использованы при вводе в эксплуатацию объекта, сложенного тонкослоистым глиносодержащим низкопроницаемым коллектором типа «рябчик» на Ватинской группе месторождений и на участках месторождения Белый Тигр со схожими геологическими условиями (приложение А).

Методология и методы исследования

Методология исследования включала в себя лабораторные определения фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств образцов керна, выполненное в соответствии с использованием общепринятых в индустрии методов и последующую статистическую обработку, и анализ полученных результатов; использование математических моделей для установления корреляционных связей между параметрами; численные методы геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования;

Положения, выносимые на защиту

1. Петрофизические зависимости для определения ФЕС коллектора типа «рябчик», базирующиеся на использовании радиоактивных методов каротажа (РК).
2. Технологические параметры расположения, заканчивания скважин и проведения ГРП, позволяющие обеспечить эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к тонкослоистым глинодержащим низкопроницаемым коллекторам типа «рябчик».

Степень достоверности и апробации результатов

Выводы и рекомендации сделаны с учетом имеющегося опыта и работ отечественных и зарубежных ученых, сопоставления результатов, полученных на базе существующих общепринятых методик, а также сходимости и логичности результатов, полученных с применением предложенных решений, с фактическими данными. Для моделирования использовались сертифицированные программные продукты отечественного и зарубежного производства, широко применяемые в отрасли для решения подобных задач. В качестве исходных данных использовались обработанные массивы данных с исключением некорректных значений. При моделировании применялся итерационный подход, предусматривающий адаптацию моделей для увеличения их достоверности. Корректность моделей подтверждается сходимостью прогнозных значений с фактическими результатами и частями исходной информации, исключаемыми для проверки. Результаты работы были представлены и обсуждены на научно-технических конференциях «Научно-техническое лидерство «РН-

БашНИПИнефть» (г. Уфа, 2019 г.), «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» (г. Уфа, 2020 г.), «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2021 г.), «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2022 г.), «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022» (г. Сургут, 2022 г.), «Инновационные процессы в науке, технике и экономике» (г. Нижневартовск, 2022 г.), «Устойчивое развитие территорий: теория и практика» (г. Сибай, 2022 г.), «Practice GeoChemistry» (г. Казань, 2022 г.), «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2023» (г. Сургут, 2023 г.), Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук (г. Уфа, 2026 г), а также на научно-технических советах ООО «РН-БашНИПИнефть» и ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Публикации

Результаты работы представлены в 21 публикациях, в том числе 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 8 - в изданиях, индексируемых в международных базах данных рецензируемой научной литературы Web of Science и Scopus.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 179 источников, содержит 168 страниц машинописного текста, 90 рисунков, 28 таблиц.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа по научно-технической направленности полностью соответствует специальности 2.8.4 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п.1 «Изучение промыслово-геологического (горно-геологического) строения месторождений углеводородного сырья, кислых газов и водорода, закономерностей распределения вещественного состава пород-коллекторов и пластовых флюидов в залежах месторождений и подземных хранилищах жидких и газообразных углеводородов и водорода; свойств насыщающих их флюидов с целью развития научных основ геолого-

информационного обеспечения разных стадий промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода», п.3 «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр» и п.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».

ГЛАВА 1 ОБЗОР МИРОВОГО ОПЫТА ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ТОНКОСЛОИСТЫМ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИМ КОЛЛЕКТОРАМ

В период, когда основные месторождения переходят на завершающие стадии разработки, как никогда остро стоят задачи компенсации добываемых объемов за счет ввода в разработку новых пластов и месторождений, а также прироста запасов и ресурсов углеводородного сырья. Для поиска эффективного решения необходим комплексный подход и реализация новых идей и решений, основанных на следующих тезисах:

- обоснование направлений геологоразведочных работ и «свежий» взгляд на имеющиеся перспективные объекты;
- разработка комплекса научных исследований, применение новых методов и технологий оценки пласта;
- обоснование экономической целесообразности и технологической возможности рентабельного вовлечения запасов нефти в разработку.

Все эти положения должны быть учтены при подготовке стратегии ввода в разработку новых объектов и месторождений.

Для эффективного ввода в разработку запасов нефти необходим анализ структуры и свойств резервуара, распределения флюидов, формирование системы разработки, создание стратегии бурения скважин и организации системы ППД. Следовательно, необходима совместная работа над решением широкого круга смежных кросс-функциональных задач в области петрофизики, геомеханики, разработки, геологического и гидродинамического моделирования. Комплексное формирование стратегии разработки наиболее эффективно тогда, когда все имеющиеся данные из всех возможных источников проанализированы совместно и учтены при оценке возможных вариантов ввода объекта в эксплуатацию. Как правило, при подготовке к вводу в эксплуатацию объекта или месторождения можно условно разделить на три больших этапа:

- оценка реализуемости и технико-экономического эффекта с учетом рисков и неопределенностей;
- выбор пути реализации для получения максимального результата на основе снижения рисков и степени неопределённости;
- реализация и масштабирование результатов.

В рассматриваемой работе первый этап, включающий в себя анализ керна и данных геофизических исследований скважин (ГИС) для пересчета запасов нефти пласта и определения геологических рисков, представлен в третьей главе. Главной задачей этапа выбора, описываемого в четвертой главе, является подбор и обоснование оптимальной сетки скважин и способа их закачивания. Данная же глава освещает имеющийся опыт в решении первых двух задач, который послужит отправной точкой к выбору подходов к выработке запасов нефти тонкослоистых глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов типа «рябчик».

1.1 Обзор методических и технических практик выделения тонкослоистых коллекторов

На сегодняшнем уровне развития технологии и методологии интерпретации ГИС обработка изотропных по разрезу и латерали терригенных коллекторов, в основном, не представляет значительных трудностей. Доля запасов и добычи нефти из пластов такого типа неуклонно сокращается и все более значимую роль начинают играть залежи, приуроченные к сложным коллекторам. Анализ данных ГИС для выделения продуктивных интервалов и определение ФЕС тонкослоистых коллекторов связан с рядом специфичных особенностей:

- вертикальная разрешающая способность стандартного комплекса ГИС сопоставима с мощностью отдельных проницаемых слоев;
- низкая дифференциация коллектора и глинистых пород по данным ГИС;
- нефтенасыщенные интервалы характеризуются низкими значениями удельных электрических сопротивлений (УЭС);

- значения двойного разностного параметра ($\alpha_{\text{сп}}$) находятся в диапазоне $0,1 < \alpha_{\text{сп}} < 0,4$.

Вышеуказанными причинами обусловлена проблематика определения проницаемых интервалов в разрезе, сложенном частым прослаиванием маломощных интервалов глинистого и песчаного материала, на основании комплекса стандартных методов ГИС. Как правило, единый стандартный подход к интерпретации данных ГИС приводит к отнесению продуктивных интервалов к непроницаемым и, как следствие, занижению эффективной мощности коллектора и геологических запасов углеводородного сырья. Несмотря на то, что вопрос петрофизического сопровождения сложных нетрадиционных коллекторов остро встал только в последнее время [9; 10; 11; 12; 13], подходы к работе с ними были предложены еще в середине XX века.

В. Н. Дахнов [14], М.Г. Латышова [9], Г.Г. Долль [15] одними из первых приступили к решению проблемы оценки свойств коллектора с тонким переслаиванием песчаников и глин. В основе разработанной авторами методики лежит определение коэффициента глинистости и песчаности в зависимости от сопротивления исследуемого разреза и относительной амплитуды метода потенциалов самопроизвольной поляризации (СП).

В. Н. Дахновым [14] было предложено уравнение (1.1) для оценки УЭС анизотропного пласта и отдельного определения свойств различных литологических составляющих тонкослоистых пластов:

$$\frac{1}{\rho_{\text{п}}} = \frac{\chi_{\text{песч}}}{\rho_{\text{песч}}} + \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}, \quad (1.1)$$

$$\chi_{\text{песч}} + \chi_{\text{гл}} = 1, \quad (1.2)$$

$$\sum h_{\text{песч}} = H_{\text{п}} \times \chi_{\text{песч}}, \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{песч}}$, $\rho_{\text{гл}}$ – сопротивление всей рассматриваемой пачки, песчаных и глинистых прослоев;

$\chi_{\text{песч}}$, $\chi_{\text{гл}}$ – доли песчаных и глинистых прослоев;

$H_{\text{п}}$, $h_{\text{песч}}$ – мощность разреза и песчаных прослоев в его составе.

В более поздних работах Н.В. Латышева и М.Г. Манчевой [9] продолжили исследования в данном направлении. Ими было предложено решение уравнения (1.1) для определения $\chi_{\text{песч}}$. При известном УЭС исследуемого разреза, в качестве $\rho_{\text{гл}}$, согласно предложенной методике, используется УЭС мощных и выдержанных по разрезу глин, вмещающих пачку. УЭС продуктивных песчаников $\rho_{\text{пес}}$ определяется на основании керновых исследований или по УЭС наиболее чистых продуктивных массивных коллекторов в разрезе с минимальным включением глин. При наличии кернового материала и в зоне максимального насыщения данная методика позволяет рассчитать суммарную эффективную мощность проницаемых интервалов.

Г. Г. Долль [15] на основе применения метода потенциала самопроизвольной поляризации обосновал использование уравнения (1.4) для оценки процента содержания глинистых прослоев при интерпретации разреза, сложенного чередованием проницаемых и непроницаемых прослоев:

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{\text{Lg}(\frac{B+u}{B+1})}{\text{Lg}(u)} = \frac{\text{Lg}(\frac{\rho_{\text{п гл}}}{\rho_{\text{пп гл}}})}{\text{Lg}(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{пп}}})}, \quad (1.4)$$

$$B = \frac{\chi_{\text{гл}}}{1-\chi_{\text{гл}}} \times \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}} = \frac{\chi_{\text{гл}}/\rho_{\text{гл}}}{\frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{\sum \rho_{\text{п гл}}}{\rho_{\text{пп гл}}}, \quad (1.5)$$

$$\frac{B+u}{B+1} = \frac{\chi_{\text{гл}}/\rho_{\text{гл}} + \frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{пп}}}}{\chi_{\text{гл}}/\rho_{\text{гл}} + \frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{\rho_{\text{п гл}}}{\rho_{\text{пп гл}}}, \quad (1.6)$$

где $\alpha_{\text{СП}}$ – относительная амплитуда СП;

B - отношение электропроводимости пачек глин и песков;

$\rho_{\text{п}}$ – УЭС неизменной зоны пласта;

$\rho_{\text{пп}}$ – УЭС полностью промытой части пласта;

$u = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{пп}}$ [14].

В 1975 г. была опубликована работа Е. С. Thomas, S. J. Stieber [16], в которой была представлена методика, которая на основании расчета соотношения коэффициента общей пористости и объемной глинистости, рассчитанных по данным ГИС, позволяет оценить содержание в исследуемом пласте различных типов распределения глинистого вещества (Рисунок 1.1):

- дисперсная (рассеянная) глинистость – глинистый материал содержится внутри порового пространства породы;
- слоистая глинистость – чередование прослоев глин с прослоями коллектора в разрезе;
- структурная глинистость – зерна обломков породы-коллектора замещены глинистым материалом.

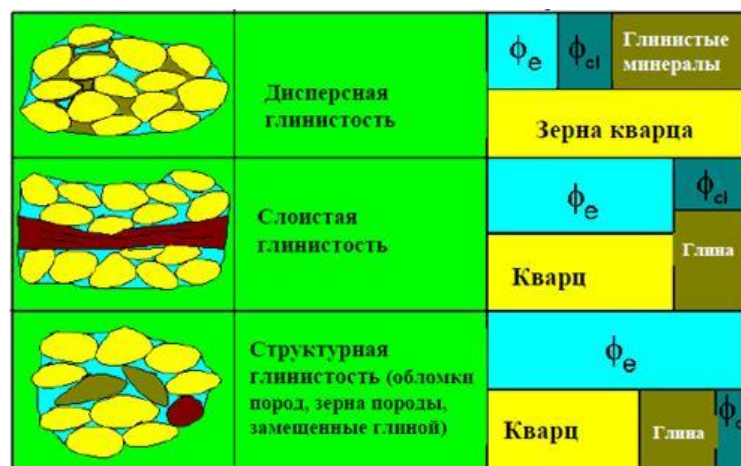


Рисунок 1.1 — Влияние типа глинистости на эффективную пористость коллектора [16]

Предложенный подход базируется на определении параметров методами РК: на основании гамма-каротажа (ГК) определяется объемная глинистость ($C_{гл}$), по показаниям плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-п) - коэффициент пористости ($K_{по}$). Выделение доли трех глинистых составляющих производится на основе треугольных диаграмм (Рисунок 1.2), которые описывают модели пород, чья глинистость принадлежит к рассеянному и слоистому или рассеянному и структурному типу. Узловые точки графика (А, В, С, D) описывают породу, содержащую только один тип глинистости:

- точка А – точка чистой глины;
- точка В – точка чистого коллектора и отсутствия объемной глинистости;
- точка С – точка, в которой дисперсный глинистый материал полностью заполняет поровый объем коллектора;

- точка D соответствует случаю, в котором глина замещает зерна коллектора.

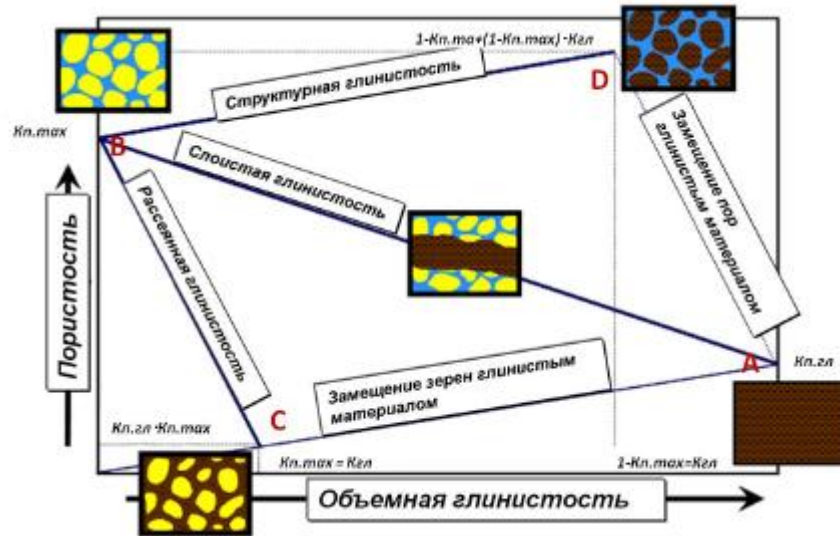


Рисунок 1.2 – Диаграмма Е.С. Thomas и S.J. Stieber [16]

Недостатком рассматриваемого подхода является допущение, что на замер ГТК-п влияют только изменения пористости или глинистости в разрезе, что на практике не всегда соответствует действительности. Также к минусам методики стоит отнести необходимость наличия «эталона» изучаемой тонкослоистой пачки, для чего необходимо проведение специальных высокотехнологичных методов ГИС (методы имиджеров FMI, STAR, ядерно-магнитного каротажа (ЯМК)) или отбор кернового материала по всему разрезу изучаемого пласта.

Позже Я.Н. Басин, В.А. Новгородов и А.А. Чередниченко [17] предложили петрофизическую модель для песчано-глинистых коллекторов, приуроченных к нижнемеловым отложениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По мнению авторов, горная порода состоит из следующих компонентов (Рисунок 1.3):

- структурная глинистость, замещающая поровое пространство или минеральный скелет породы ($C_{ГГ}$);
- поровое пространство объемом $K_{пск}$;
- минеральный скелет с объемом:

$$V_{ск} = (1 - K_{пск}) \times (1 - C_{ГГ}). \quad (1.7)$$

– рассеянная глинистость ($C_{гр}$), замещающая часть порового пространства $V_{гр}$.

$$V_{гр} = C_{гр} \times (1 - C_{гг}). \quad (1.8)$$

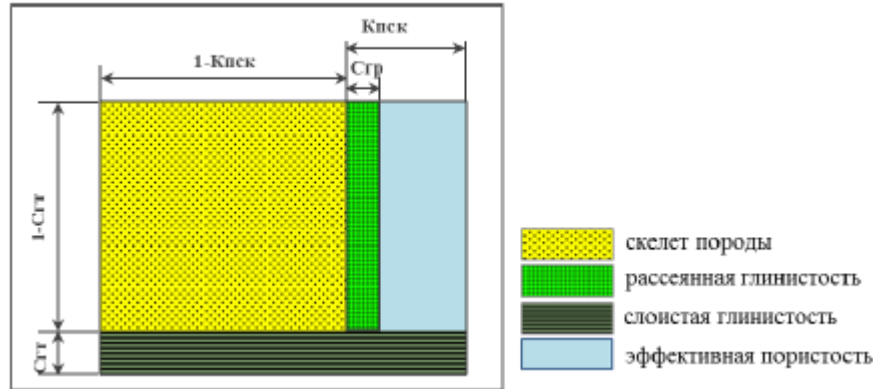


Рисунок 1.3 – Компонентная модель песчано-глинистой породы [17]

Объем ($K_{пск}$) порового пространства занят двумя компонентами- рассеянной глинистостью ($C_{гр}$) и флюидом ($V_{ф}$). Кроме того, часть флюида находится в объеме, занимаемом глинистыми фракциями. Для учета комплексного строения породы используется коэффициент относительной глинистости $\eta_{гл}$, расчет которого осуществляется по формуле (1.9):

$$\eta_{гл} = \frac{K_{гл}}{(K_{гл} + K_{п})}, \quad (1.9)$$

где $K_{гл}$ – доля объема породы, занимаемая глинистым материалом.

При практическом применении коэффициент относительной глинистости рассчитывается на основании связи $\alpha_{сп}$ и $\eta_{гл}$, определяемой при исследовании зависимости керн-ГИС. Для определения пористости $K_{по}$ водонефтяной части залежи используется система уравнений (1.10) для методов нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-т) и ГК, построенная на основе математической модели пласта:

$$WNK = [K_{пск} - C_{гр}(1 - WNK_{гр})] \times (1 - C_{гг}) + C_{гг} * WNK_{гг} \\ \Delta I_{ГК} = \frac{(g\delta_n^0 \frac{1-K_{пск}}{1-K_{пск}^0} + C_{гр}\delta_n^0) \times (1 - C_{гг}) + C_{гг}\delta_{гг} - g\delta_n}{\delta_n(1-g)}, \quad (1.10)$$

где WNK - суммарное водородосодержание, определяемое по методу ННК-т;

$\Delta I_{ГК}$ – относительный разностный параметр метода ГК, определяемый по формуле (1.11):

$$\Delta I_{ГК} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma}^{\min}}{I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}}, \quad (1.11)$$

Где g – величина обратная коэффициенту дифференциации по ГК;

$\delta_{п}^0$ – плотность неглинистого пласта;

$K_{пск}^0$ - скелетная пористость неглинистого пласта.

Графическое решение системы уравнений (1.10) относительно искомых параметров ($K_{пск}$, $C_{гр}$, $C_{гт}$) представляет собой палетку, изображенную на Рисунке 1.4.

Искомые параметры ($K_{пск}$, $C_{гр}$ и $C_{гт}$) определяются по положению фактических точек относительно линий палетки и ее узловых точек:

А – «чистый», не глинизированный коллектор ($C_{гр} = 0$, $C_{гт} = 0$, $K_{пск} = 0$);

В – неглинистый песчаник ($C_{гр} = 0$, $C_{гт} = 0$, $K_{пск} = 0$, $K_{пск} = 0$);

С- коллектор, с полностью заглинизированной скелетной пористостью ($C_{гт} = 0$);

Д- соответствует коллектору, замещенному глинистым материалом ($C_{гт} = 1$, $C_{гр} = 0$, $K_{пск} = 1$).

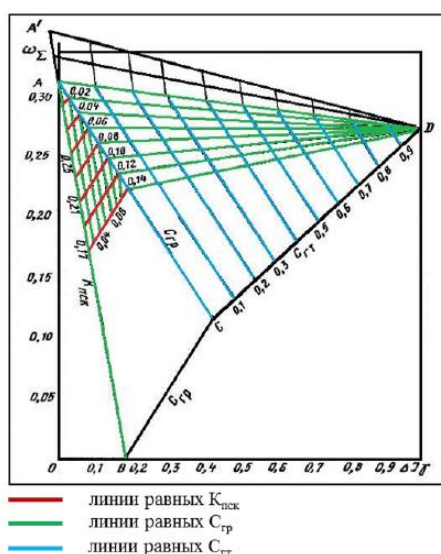


Рисунок 1.4 – Решение системы уравнений модели Басина, Новгородова, Чередниченко [17]

Для определения суммарной глинистости S_g используется связь $\alpha_{сп}$ и $\eta_{гл}$, определяемая по данным исследования керна.

В случае использования методики ННК-ГК содержание глинистых материалов $K_{гл}$ в объеме породы будет определяться с использованием величин объемного содержания глинистого материала ($C_{гр}$ и $C_{гт}$):

$$K_{гл} = C_{гр}(1 - K_{погр}) + C_{гт}(1 - K_{погт})[1 - C_{гр}(1 - K_{погр})]. \quad (1.12)$$

При этом, согласно определению авторов, пористость предложенной модели определяется уравнением (1.13):

$$K_{по} = [K_{поск} - C_{гр}(1 - K_{погр})] \times (1 - C_{гт}) + C_{гт}K_{погт}. \quad (1.13)$$

Если принять допущение, что под структурной глинистостью $C_{гт}$ подразумевается общая глинистость ($C_{гт} = C_{гт}^и$), то, подставив в формулу (1.9) выражения (1.10) и решив это уравнение относительно $C_{гт}^и$, получим:

$$C_{гт}^и = \frac{C_{гр}(1 - K_{погр}) - \eta_{гл}K_{поск}}{(\eta_{гл} - 1)(1 - K_{погт})(1 - C_{гр}(1 - K_{погр})) - \eta_{гл}(K_{поск} - K_{погт} - C_{гр}(1 - K_{погр}))}. \quad (1.14)$$

Широко освещены подходы к обработке данных, полученные при исследовании запасов нефти Викуловской свиты Красноленинского месторождения. Так в 2002 г. Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова, В. А. Смирнов [18] предложили метод, который, на основе записи стандартного комплекса ГИС, позволяет оценить УЭС и коэффициент пористости $K_{по}$ каждого отдельного пропластка в разрезе. Для этого авторы решали уравнение (1.1) для определения сопротивления $\rho_{песч}$ каждого проницаемого пропластка. В качестве УЭС глин $\rho_{гл}$ использовалось УЭС пачки глин ханты-мансийской свиты, для расчета доли глинистых прослоев в разрезе $\chi_{гл}$ использовалась связь $\alpha_{сп}$ и $\chi_{гл}$, определенная при исследовании керна материала. Пористость проницаемых интервалов ($K_{по_песч}$) рассчитывалась с использованием общей пористости, определяемой на основании ГГК-п и с учетом доли глинистых прослоев, рассчитанной по связи $\alpha_{сп}$ и $\chi_{гл}$. Пористость глин была оценена при исследовании керна материала. Общая пористость рассчитывалась на основе данных, полученных при исследовании

методом ГГК-п с использованием модели коллектора с рассеянным типом распределения глинистого материала.

Продолжение разработки методики для оценки ФЕС тонкослоистых коллекторов Викуловской свиты Краснотенинского месторождения отражено в работах Акиншина А. В. и Ефимова В. А. [12]. Авторы описывают алгоритм [19] количественной оценки доли глинистых прослоев в разрезе с использованием методов обработки изображений керна. Особое внимание уделялось построению зависимостей в условиях исторически сложившейся системы отбора керна преимущественно в максимально чистых неглинистых коллекторах, что влечет за собой завышение граничных значений, искажение зависимостей и занижение эффективных толщин, приуроченных к слабопроницаемым тонкослоистым коллекторам.

Непосредственно коллекторы, из-за особенностей текстуры, именуемые «рябчик», в основном описаны на основании опыта Самотлорского месторождения. В 1978 г. В.Н. Аристов и соавторами [20] описали литологическую характеристику и коллекторские свойства продуктивного пласта АВ1 Самотлорского месторождения. В эффективной части пласта АВ1 выделено четыре литологических типа пород:

- песчано-алевритовые прослои в типично «рябчиковой» породе;
- глинистые прослои;
- слои и линзы толщиной менее 4 м;
- монолитные слои и линзы толщиной более 4 м.

Авторы отмечают значительное изменение содержания указанных литотипов, как по разрезу, так и по площади.

В 1981 г. Р.А. Абдуллин, Ф.С. Акбашев и Е.И. Катаева [21] пришли к выводам, что пласт АВ1 имеет сложное геологическое строение, которое выражается в макронеоднородности по разрезу и площади. В результате анализа свойств коллектора, определенных с использованием данных исследований керна

и промыслово-геофизической информации, в пласте АВ1 выделено три типа коллекторов:

- глинистые алевролиты («рябчик»);
- глинисто-алевролитовые песчаники;
- алевроитовые песчаники.

Данная классификация пород-коллекторов введена скорее для картирования районов с различной плотностью запасов нефти и продуктивностью скважин, чем для геологического описания пород. В работе даются количественные характеристики типов пород-коллекторов по содержанию глинистого материала, величинам коэффициентов отсортированности и песчанистости, а также интервалам изменения $\alpha_{\text{сп}}$ (Таблица 1.1).

Важной вехой в развитии представлений о коллекторах типа «рябчик» стала работа В.А. Ерамасова и Г.Е. Буторина, опубликованная в 1983 г. [22], в ней в разрезе горизонта АВ1 выделено два пласта АВ1(1-2), сложенных преимущественно сильноглинизированными «рябчиковыми» коллекторами и АВ1(3), который представлен слабоглинизированными песчаниками.

Таблица 1.1 – Характеристики коллекторов по Р.А. Абдуллину [21]

	Содержание глинистого материала, %	Коэффициент отсортированности	$\alpha_{\text{сп}}$	
			Минимум	Максимум
Глинистые алевролиты («рябчик»)	10,4–17,2	1,78-2,03	0,3	0,6
Глинисто-алевролитовые песчаники	6,3-10,4	1,6-1,7	0,6	0,8
Алевритовые песчаники	1,3-5,0	1,2-1,3	0,8	1,0

В 1984 г. Б. И. Извековым [23] были опубликованы результаты сопоставления поинтервальных испытаний «рябчиковых» пород в двух скважинах, из которых был отобран керн и проведены его детальные исследования и описания. Анализ

результатов показал, что притоки были получены из прослоев с $\chi_{\text{гл}} = 0,25\text{--}0,48$ ($\alpha_{\text{сп}} = 0,60\text{--}0,30$).

В 1984–1985 гг. В. А. Ефимов и Е. А. Романов формируют петрофизическую модель для коллекторов типа «рябчик» Самотлорского месторождения [24; 25]. Авторами вводится классификация рассматриваемых коллекторов по двум признакам – $\alpha_{\text{сп}}$ и глинистости $C_{\text{гл}}$, которая впоследствии была дополнена минералогическим составом (Таблица 1.2).

В работах Е.О. Беякова [26; 27; 28] предложена методика моделирования особенностей текстуры и структуры горных пород объекта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения с использованием систем нелинейных уравнений для описания петрофизических зависимостей.

Параллельно методической работе шла эволюция аппаратной части ГИС для расчленения тонкослоистых слабопроницаемых разрезов. В 1978 г. Г.Х. Шерманом [29] разработана аппаратура для индукционного каротажа (ИК), позволяющая измерять проводимость пласта и оценивать анизотропию УЭС. На основании этой работы впоследствии были внедрены приборы для проведения трехмерного индукционного каротажа 3DEX производства компаний Baker Hughes и Schlumberger [29; 30]. Результатом записи каротажа данным прибором является тензор сопротивлений [31], в процессе обработки которого рассчитывается пакет кривых сопротивлений вертикального и горизонтального направления.

В 1995 г. Д. Д. Клейн, П. Р. Мартин и Д. Ф. Аллен [30] предложили модель для определения сопротивления проницаемых пропластков на основе анализа вертикального и горизонтального сопротивлений горной породы. Согласно предложенной модели, определение доли песчаной и глинистой фракции позволяет достоверно определить границу продуктивной и водонасыщенной зоны, а также оценить сопротивления прослоев (глинистых и песчаных), слагающих разрез скважины (Рисунок 1.5) [31; 32]. В данном графике по линии изотропных пород, в зависимости от пористости породы, определяются сопротивления незаглинизированного водонасыщенного коллектора.

Пример изотропного глинистого пласта ($R_{v.глин} = R_{h.глин}$) приведен на Рисунке 1.5а, при наличии анизотропии ($R_{v.глин} > R_{h.глин}$) происходит смещение координат точки глин (Рисунок 1.5б). Значения в области графика, соответствующие сопротивлениям водонасыщенного коллектора, расположены ниже линии, проходящей через точку глин и линию незаглинизированного коллектора ($F_{глины}=0$), выше линии – нефтенасыщенного. Определение вертикальной и горизонтальной составляющих сопротивления происходит для заданного сопротивления прослоев коллектора и содержания глинистых фракций, обозначенных на палетке красными и синими линиями.

Таблица 1.2 – Характеристики коллекторов по Е. А. Романову [24; 25]

Литотип	Глинистость , %		$\alpha_{сп}$		Минеральный состав, %				
					Обломочная часть			Цемент	
	min	max	min	max	Кварц	Пол. шпат	Слюда	Гидро слюда	Каоали- нит
Глина (аргилит)	80	100	0	0,3	-	-	-	-	-
«Глинистый рябчик»	55	80	0,3	0,35	33,0	36,0	8,5	21,6	0,6
«Собственно рябчик»	30	55	0,35	0,5	32,0	48,0	7,9	10,8	0,8
«Опесчаный рябчик»	5	30	0,5	0,65	32,4	50,6	5,5	8,0	1,5
Глинистый песчаник	-	5	0,65	0,8	-	-	-	-	-
Песчаник	-	5	0,8	1	-	-	-	-	-

Один из самых эффективных методов выделения интервалов тонкослоистых коллекторов, которые могут быть пропущены при использовании только стандартного комплекса ГИС, заключается в совместном анализе фотографий колонок полноразмерного керна с данными, полученными при применении скважинных микросканеров. Результат данного специального метода ГИС

представляет собой развернутое изображение пласта (Рисунок 1.6), вскрытого стволом скважины. Широкое применение получила совместная обработка данных керна, ЯМК и скважинных микросканеров [33; 34; 35; 36].

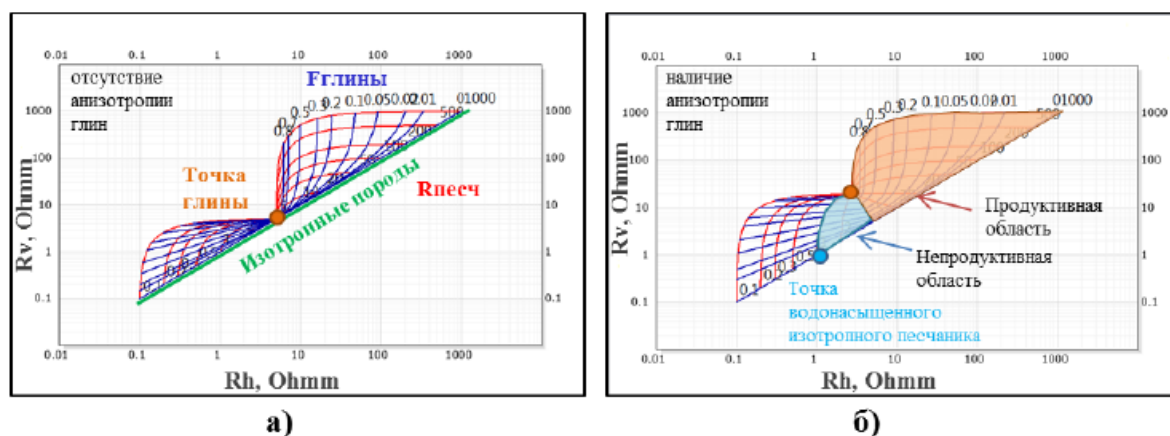


Рисунок 1.5 – Палетка Д. Клейна, П.Р. Мартина, Д.Ф. Аллена [31; 32] в случае
а) отсутствие анизотропии глин б) наличие анизотропии глин

Также для детальной оценки свойств тонкослоистых коллекторов компанией Schlumberger предложена методика SHARP [37]. Методика опробована в т.ч. на месторождениях Чайво и Аркутун-Данги (о. Сахалин), чьи продуктивные горизонты сложены тонким переслаиванием песчаных, песчано-алевритистых и глинистых образований. В основе методики SHARP лежит последовательное проведение итераций математической свертки значений геофизических характеристик пласта. Каждый итерационный шаг заключается в следующем: данные микросканеров используются для расчленения разреза, геофизические параметры коллекторов определяются на основании стандартного комплекса ГИС, затем с применением фильтров происходит свертка параметров модели разреза и сравнение расчетных и зарегистрированных кривых с уточнением отдельных параметров. Итерация повторяется до получения приемлемой погрешности (Рисунок 1.7). Несмотря на ряд преимуществ, таких как детальное расчленение разреза, надежность определения ФЕС, методика обладает и рядом недостатков.

Основным минусом данной методики являются единичные исследования, не позволяющие оценить распространение анизотропных коллекторов по площади.

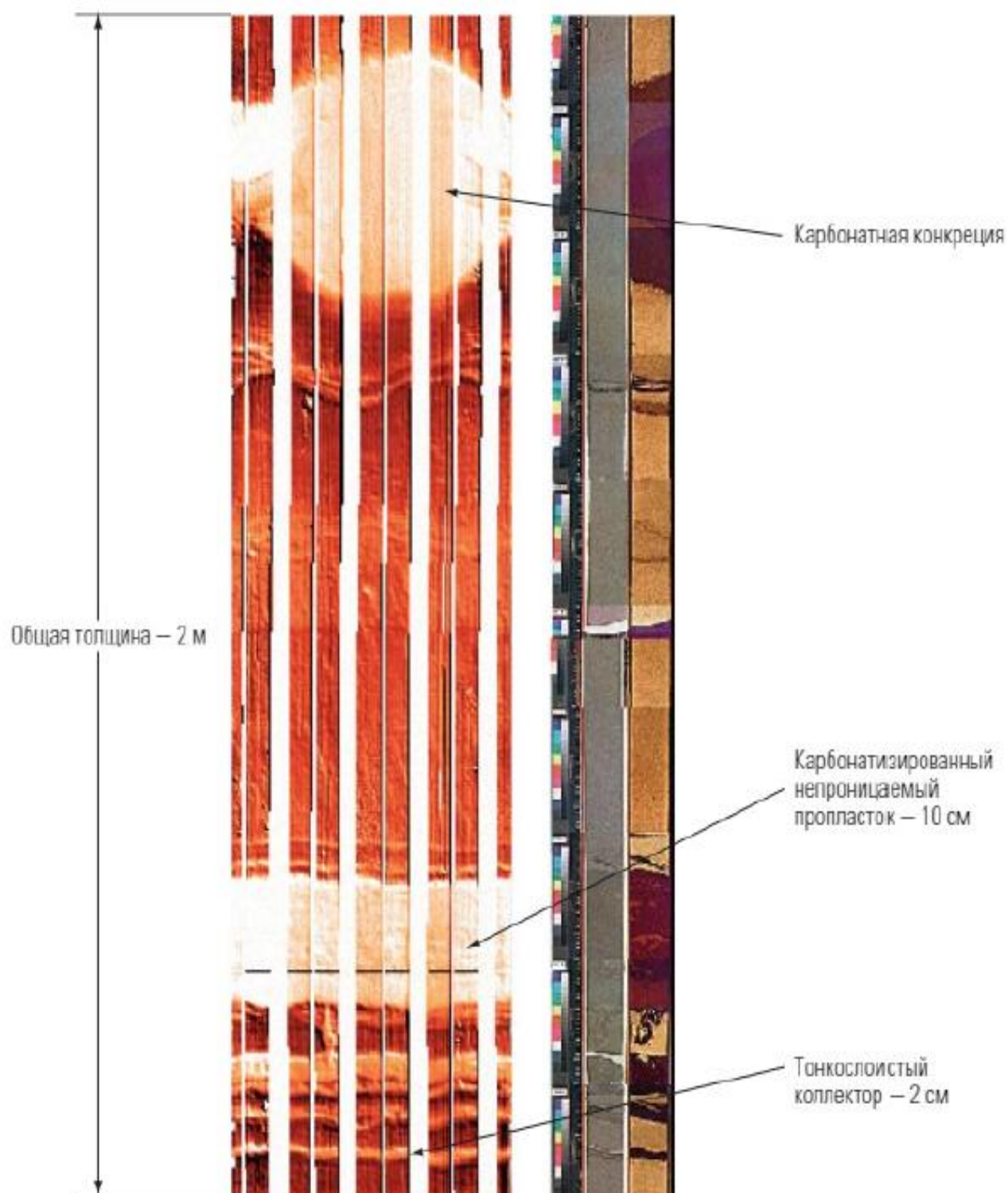


Рисунок 1.6 – Сопоставление керна и имиджера FMI [33]

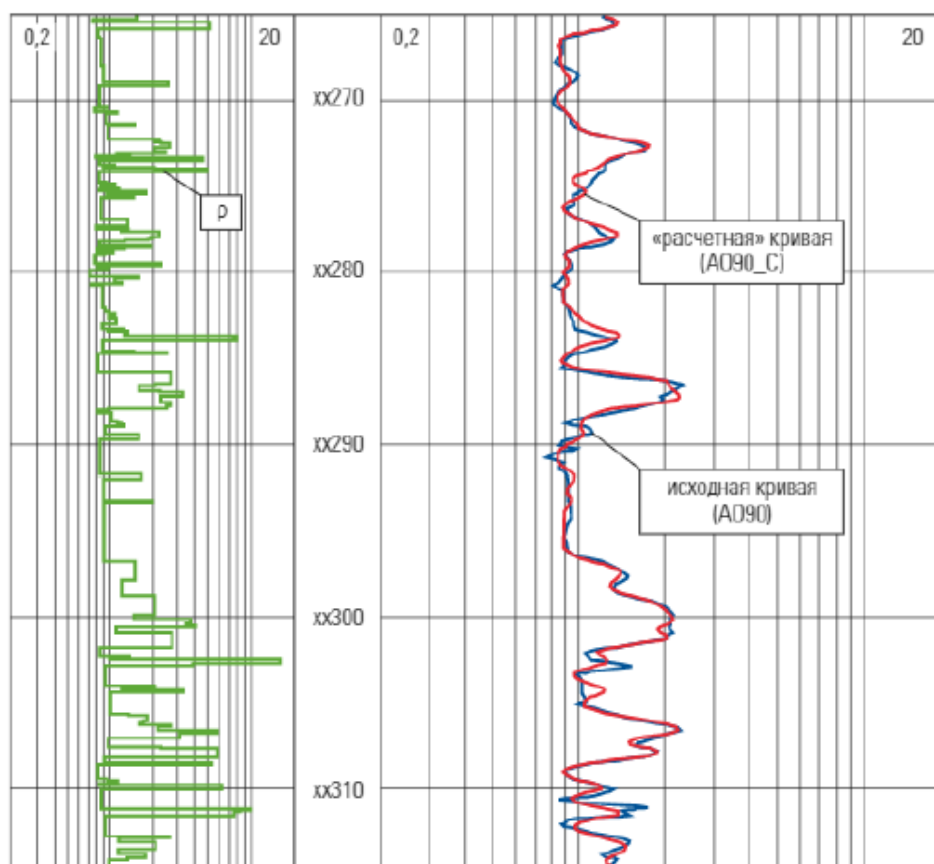


Рисунок 1.7 – Сравнение измеренной и рассчитанной кривой индукционного каротажа [37]

1.2 Анализ опыта применения технологии горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для разработки низкопроницаемых коллекторов

С исчерпанием «легкодоступной» нефти все большую роль в профиле добычи играют запасы нефти, приуроченные к залежам со сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, наличием разломов, газовых шапок, зон малых нефтенасыщенных толщин [1; 2; 3]. В связи с этим значительно растет важность поиска, разработки, обоснования и применения новых технологий с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН). В последнее время широкое распространение получило применение скважин с горизонтальным окончанием (ГС), в том числе с использованием многостадийного

гидроразрыва пласта (МГРП), многозабойных скважин (МЗС) и комплексный подход к разработке месторождений на их основе.

Первые теоретические предложения по увеличению площади вскрытия продуктивного пласта за счет увеличения протяженности скважины были сформированы Н.С. Тимофеевым в 1941 году. Из-за недостаточного развития технологии и техники строительства скважин на тот момент времени это была теория, не реализуемая на практике. Технология зарезки бокового ствола из основного опробована в 1947 г. на Краснокамском месторождении Башкирской Автономной Советской Социалистической Республике. Реализовано два дополнительных ответвления длиной 30 и 35 м из основного вертикального ствола скважины [70].

В 1946 году А.М. Григорян предложил метод, позволяющий реализовать бурение наклонно-направленных скважин (ННС). Технология была успешно реализована в 1952-1953 гг. на Карташевском месторождении. Измеренная длина скважины №66-45 (Рисунок 1.8) составила 1993 м при вертикальной глубине 600 м. Это было достигнуто за счет бурения 10 искривленных стволов с суммарной эффективной длиной 1768 м (80% длины скважины), длина наиболее протяжённого горизонтального участка (ГУ) составила 168 м [71]. Под эффективной длиной горизонтального участка подразумевается суммарная его проходка по коллектору.

Появление новой перспективной технологии не остается незамеченным, уже в 1955 г. опубликована работа, в которой предложены методы повышения эффективности разработки запасов углеводородов системой ГС [72]. Также автором рассмотрены возможности использования ГС для добычи нефти, приуроченной к водонефтяным зонам и нефтяным оторочкам газонефтяных залежей. Эффект от применения ГС достигается за счет реализации следующих пунктов:

- площадная система добывающих и нагнетательных скважин;
- формирование элемента симметрии системы разработки (ЭССР), исходя из геолого-физических характеристик пласта и PVT-свойств флюида;

- ГС используются как для добычи, так и для организации системы ППД;
- добывающие ГС формируют грани ЭССР;
- нагнетательные ГС направлены в углы ЭССР.

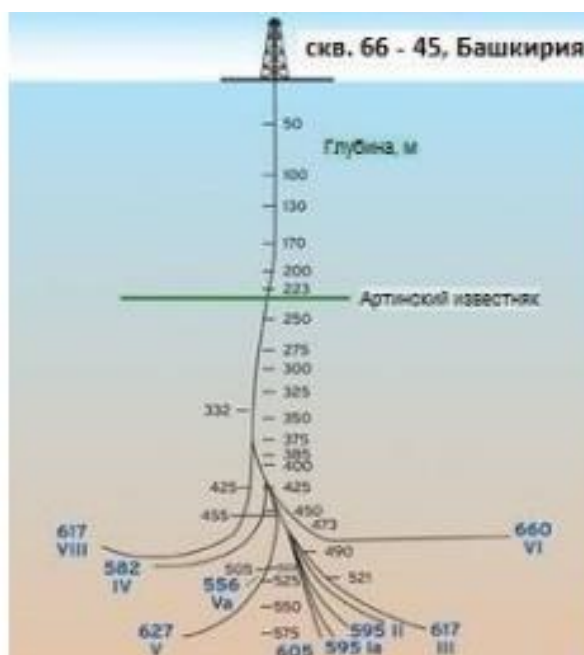


Рисунок 1.8 – Схематический профиль скважины 66-45 [71]

В 1960-е годы во ВНИИнефти проведены теоретические изыскания для определения эффективности применения ГС и МЗС для разработки нефтяных месторождений [73; 74]. После появления теоретических основ применения ГС, они начинают широко внедряться в различных нефтегазоносных провинциях. На Сиреневском и Тавельском месторождении Татарской Автономной Советской Социалистической Республики в 1976–78 гг. пробурено семь ГС. По состоянию на 2003 г. две из них продолжали работу, их средний дебит нефти за всю историю эксплуатации составил 5,7 и 6,1 т/сут, накопленная добыча- 47,7 и 51,4 тыс. т, соответственно. Строительство скважин осуществлялось с целью отработки техники и технологии бурения и определения эффективности применения. В 1995 реализованы первые две ГС на Борковский горизонт Сабанчинского месторождения. По состоянию на 2009 г. накопленная добыча составила 173 тыс. т. и превысила оценку начальных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на

эти скважины. С 2001 г. начато массовое внедрение двухзабойных скважин в чистонефтяной зоне месторождения [75].

В 1982 г. на Северо-Покурском и Аганском месторождениях за счет вскрытия продуктивных пластов с зенитным углом 30–48° достигнуто увеличение площади вскрытия продуктивного интервала до 50% [76; 77].

В 1990 году пробурена ГС № 25738 Самотлорского месторождения. Для неоднократного вскрытия целевых интервалов горизонтальный ствол был проведен по синусоидальной траектории с максимальным зенитным углом 101° [76].

В 1990-х гг. технология горизонтального бурения продолжает внедряться на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». За период с 1992 по 1997 гг. средняя длина ГУ удваивается с 250 до 500 метров. Параллельно идет испытание различных вариантов конструкций ГС. За указанный период апробированы ГС с открытым забоем, с обсаживанием транспортного и горизонтального участков, со спуском фильтра в горизонтальный участок. Из всех применённых технологий заканчивания скважины наиболее эффективной был признан спуск и крепление эксплуатационной колонны в кровельную часть целевого пласта с дальнейшим бурением ГУ и его обсаживанием перфорированным хвостовиком. Использование описанного метода минимизирует риски, связанные с неустойчивостью пород при больших зенитных углах [79]. С 2003 г. начато внедрение ГС указанной конструкции во всех дочерних обществах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», к 2007 году объем вводимых в эксплуатацию скважин увеличился до 60–90 скважин в год [80].

В 2010-х начинается массовое использование ГС как в России, так и за рубежом, подтверждающее эффективность использования технологии для разработки ранее экономически нерентабельных запасов нефти.

Положительный опыт применения ГС для сложно построенных коллекторов, характеризующихся сильной зональной неоднородностью, засолением, наличием многолетнемерзлых пород получен на Верхнечонском месторождении.

По состоянию на 01.04.2009 г. на месторождении пробурены 25 ГС. Средний запускной дебит составил 121,8 т/сут. [81].

По состоянию на 2018 г. большинство ГС, введенных в эксплуатацию на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), находятся на территории Самотлорского, Приобского, Рогожниковского и Тайлаковского месторождений. При сроке эксплуатации 5-10 лет удельная накопленная добыча составляет 35-40 тыс. т, суммарная накопленная добыча- 200 млн. т нефти. Опыт эксплуатации ГС в ХМАО показал, что добыча нефти ГС в 1,5-2,0 раза превышает добычу нефти ННС и составляет 6,5-8,0 тыс. т. Применение ГС позволяет эффективно вырабатывать запасы нефти:

- пластов с малой нефтенасыщенной толщиной;
- низкопроницаемых и неоднородных пластов;
- залежей с обширными водонефтяными зонами;
- пластов с развитой системой вертикальных трещин [82].

К 2019 г. на Нонг-Еганском месторождении введено в эксплуатацию 20 ГС. Запланирована реализация в краевых и низкопроницаемых зонах еще 22 скважины с протяженностью ГУ от 350 до 1000 м [83]. На Юркхаровском месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе, применение ГС позволило:

- ввести в разработку запасы нефти всех залежей, расположенных как на суше, так и в акватории Тазовской губы;
- осуществлять равномерную совместную эксплуатацию пластов, составляющих объект разработки;
- избежать образования депрессионных воронок;
- ввести в разработку маломощные пласты, нерентабельные при эксплуатации ННС [84].

С массовым внедрением ГС и совершенствованием технологии бурения идет увеличение их длины. В 1995 г. на побережье архипелага Огненная Земля была пробурена рекордная по протяженности (для Северной и Южной Америки) ГС, ее измеренная глубина составила 6982 м, отход- 6253 м. Полученное соотношение

затрат на строительство скважин к их продуктивности показало перспективность технологии. В последующие годы на месторождении Ара и Каус пробурено 7 скважин, на трех из них измеренная глубина превысила 8000 м. К марту 1999 г. скважиной Cullen Norte No 1, были обновлены рекорды по отходу- 10 585 м и измеренной глубине – 11 184 м, при вертикальной глубине скважины- 1 656 м. [85; 86].

На шельфе штата Калифорния в США пробурена скважина «Spanish Bay», измеренная глубина достигла 10 191 м, при вертикальной глубине 2336 м, отход составил– 9058 м. [87]

Компания Saudi Aramco реализует разработку морского нефтяного месторождения с использованием ННС и ГС с заканчиванием добывающих и нагнетательных скважин не обсаженным забоем длиной ГУ 1 000 м. [88]

В США на месторождении Алпайн, расположенном на полуострове Аляска, пробурено более 100 горизонтальных скважин. Часть из них была реализована с применением роторных управляемых установок, позволивших достичь рекордных протяженностей ГУ. Применение ГС позволило увеличить рентабельность добычи, в том числе за счет уменьшения количества скважин, необходимых для разработки месторождения. Сокращение объема необходимого бурения является актуальной проблемой для шельфовых месторождений, как с точки зрения экологии, так и рентабельности добычи [89; 90].

Параллельно с середины XX века развивается еще один эффективный метод повышения продуктивности скважин, применяемый для разработки ТриЗ, приуроченных к низкопроницаемым, неоднородным и расчлененным коллекторам – гидравлический разрыв пласта (ГРП). Метод ГРП заключается в раскрытии естественных или в образовании искусственных трещин в пласте. Для сохранения высокой продуктивности после снятия избыточного давления применяется закачка песчано-жидкостной смеси.

Диагностическим средством контроля появления трещины служат графики изменения расхода (Q) и давления (P). Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки

(Рисунок 1.9), а при раскрытии естественных трещин расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления (Рисунок 1.10) [91]. Применение ГРП позволяет не только интенсифицировать приток за счет увеличения проницаемости призабойной зоны, но и вовлечь в разработку дополнительные запасы нефти.

Впервые эксперимент по проведению ГРП был применен в США в 1947 году компанией Haliburton. Теоретические и технологические основы проведения ГРП были описаны двумя годами позже в работе Д. Б. Кларка [92].

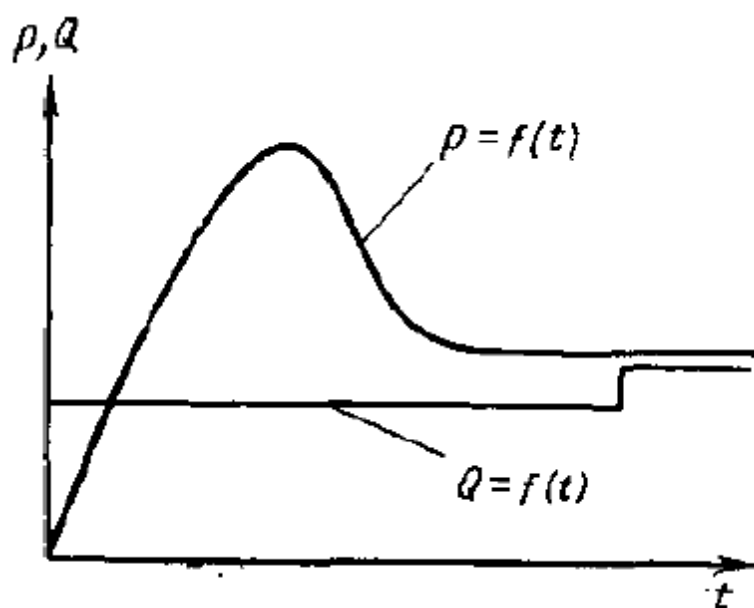


Рисунок 1.9 – Связь расхода жидкости и давления при образовании искусственных трещин методом ГРП [91]

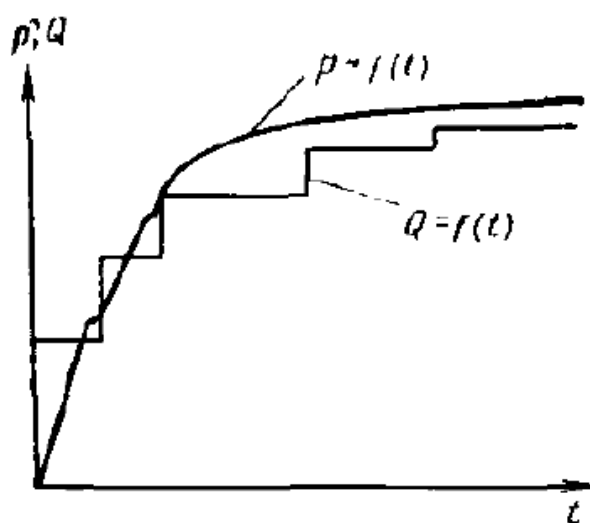


Рисунок 1.10 – Связь расхода жидкости и давления при раскрытии естественных трещин [91]

В 1957 году ученые М. Хуберт и Д. Уиллис представили работу, которая теоретически обосновывала механику трещинообразования в продуктивных отложениях. К 1968 г. в США было проведено более миллиона операций, в 1955 г. проводилось более 4 500 операций в месяц, а в 1972 г. количество операций снизилось примерно до 1 000 в месяц, а к 90-м годам XX века число операций составляло около 1 500 операций в месяц [94; 95]. По мере совершенствования теоретической и технологической составляющей методов ГРП [96; 97; 98; 99; 100], успешность операций к концу XX века достигла 90%.

Начало применения ГРП в Европе на месторождениях, сложенных плотными песчаниками и известняками, в 70-х годах XX века, связано с появлением прочного синтетического проппанта [101]. В 80-х годах ведется активное использование ГРП для разработки плотных коллекторов газовых месторождений Северного моря, Германии, Нидерландов, Великобритании [102].

С 1976 по 1985 г. в Германии опробован большеобъемный ГРП на газовые пласты, расположенные на глубине 3000-6000 м. В большинстве случаев удельный расход проппанта на скважину превышал 100 т, в отдельных случаях доходил до 650 тонн на скважину. Результатом применения воздействия на пласт стало увеличение дебита в 3-10 раз. При этом неуспешные операции, как правило, были связаны с приобщением водоносных горизонтов [95].

В СССР ГРП применяется с 1952 г, к 1959 г. количество операций достигло 3000. В первую очередь ГРП применялся на нагнетательных скважинах при внедрении внутриконтурного заводнения. С появлением мощных компрессионных установок для нагнетания воды и вводом в разработку высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к ГРП сократился и в период с начала 70-х до конца 80-х годов XX века практически сошел на нет [101].

Опыт проведения массивированного ГРП на Ярайнеровском месторождении показал не только эффективность метода, но и некоторые его недостатки [104; 105; 106]. Операция была проведена в Ачимовских отложениях, характеризующихся высокой расчленённостью (до 11 пропластков) и низкой проницаемостью. Средний расход проппанта составил 100 т на скважину. Несмотря на достигнутые приросты

дебитов и интенсификацию добычи, по накопленным отборам нефти (НДН) скважины не приблизились к оцененным извлекаемым запасам нефти. Причиной этого стал рост обводненности после создания трещин ГРП, вследствие приобщения нижележащих водонапорных пластов и разрушения цементного камня.

Схожие результаты были получены при применении большеобъемного ГРП на пласт БВ8 Повховского месторождения, разрабатываемого ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [107]. Пласт характеризуется клиноформным строением и изменчивостью свойств по разрезу. С 1990 по 2014 г. на месторождении проведено более 3 000 операций ГРП, охват фонда составил более 90%. В большинстве случаев в разработку были вовлечены ранее неработающие интервалы, начат форсированный отбор жидкости (увеличение дебита жидкости в 2,4 раза).

На месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» работы по проведению ГРП начаты в 1990-х годах прошлого века на Мамонтовском, Приразломном, Средне- и Мало-Балыкском месторождениях. ГТМ проведены по единой технологической схеме со средней массой проппанта 14 т на скважину. По состоянию на конец 2007 г. ГРП являлся основным методом интенсификации добычи нефти на месторождениях данного недропользователя. В 2006 г. на Приобском месторождении совместно с компанией Newco Well Service выполнен рекордный ГРП с объемом закачки проппанта 536 т [108]. На южной лицензионной территории Приобского месторождения по состоянию на начало 2018 г. реализовано около 8 500 операций ГРП, 95% из которых – большеобъемные ГРП в ННС со средней массой закачиваемого проппанта 100 т на скважину. С 2010 г. постоянно растет доля повторных ГРП (Рисунок 1.11). Анализ 836 скважин показал, что 80% повторных операций проведены на малодобитном фонде скважин со средним увеличением дебита в 3,5 раза. В скважинах с дебитом более 20 т/сут кратность прироста составила 1,8 раза [109; 110].

Опытно-промышленные работы (ОПР) по внедрению ГРП на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» начались в 1993 г. с 36 операций, к концу 1997 г. было выполнено 436 мероприятий. Для проведения работ выбирались

малодебитные скважины, находящиеся в зонах с ухудшенными ФЕС, получено увеличение дебита нефти в среднем в 7,7 раз, жидкости- в 10 раз [111].

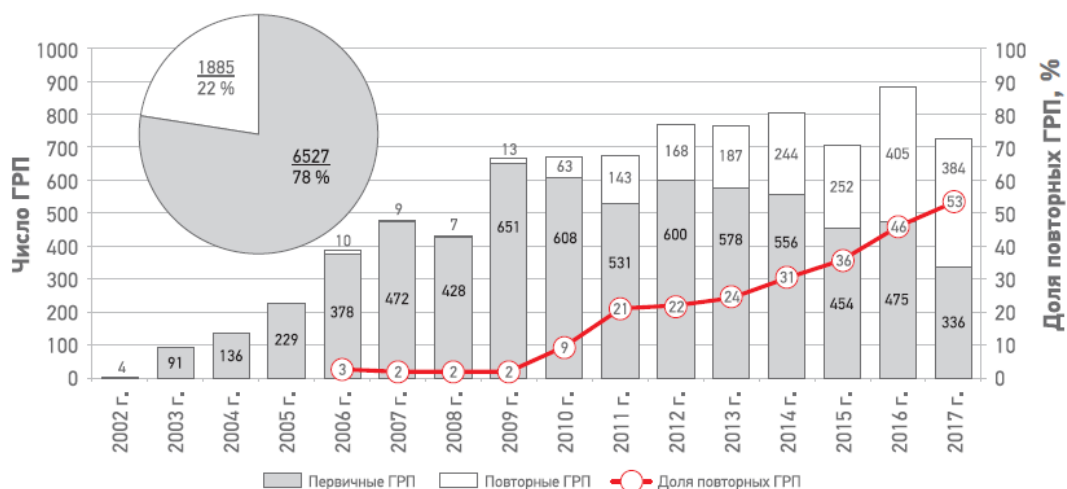


Рисунок 1.11 – Динамика ГРП на южной лицензионной территории Приобского месторождения [109; 110]

В работах [112; 113] описан опыт ОАО «Варьеганефтегаза» по ограничению трещин при проведении ГРП юрских пластов, характеризующихся высокими темпами падения добычи, путем применения жидкостей разрыва на водной основе с низким количеством проппанта (до 10 т), позволяющих кратковременно повысить дебит в 2 раза. Также было опробовано применение жидкости на нефтяной основе с массой проппанта 25-35 т, что позволило увеличить дебит в 5 раз и добиться более продолжительного эффекта.

Применение ГРП на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаза» показало, что на пластах с выработкой менее 75% проведение ГРП оправдано даже в областях с низким пластовым давлением на скважинах с кольматированной призабойной зоной. Полученная в ходе операции трещина приобщает удалённые участки пласта со стволом скважины, стабилизирует давление и приток жидкости к скважине [114].

На Самотлорском месторождении применение ГРП начато в 1992 г. В первые годы отмечалось снижение обводненности за счет дренирования ранее не вовлеченных запасов нефти. К 1997 г. проведено более 400 операций с

успешностью 94%, эффект от ГТМ наблюдался на протяжении 4 лет. Это позволило снизить темп падения добычи нефти по месторождению в целом, а по некоторым объектам добиться роста [115].

Согласно данным [116], в феврале 2020 г. суточная добыча нефти в США достигла максимума и составила более 13,1 миллиона баррелей в сутки (Рисунок 1.12).

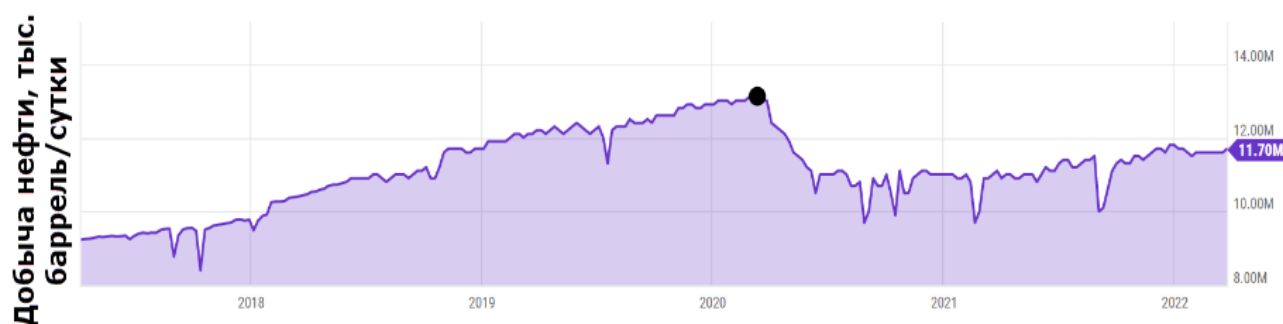


Рисунок 1.12 – Динамика суточной добычи нефти США [116]

При этом доля добычи нефти категории ТриЗ составила более 65%, значительный вклад обеспечивают формации пермского бассейна, Eagle Ford и Bakken, к вводу в разработку которых приурочена так называемая «сланцевая революция». В работе [117] описаны технические решения, приведшие к ней. Масштабное внедрение ГРП значительно повлияло на эффективность ввода этих запасов нефти в разработку. До 1990-х годов количество операций ГРП в США составляло 10-30 тысяч операций в год, с началом «сланцевой революции» наблюдается постоянный рост проведенных ГРП вплоть до начала 2010-х гг, достигая максимального значения около полумиллиона операций в год. Такой резкий рост объясняется необходимостью создания максимально разветвленной системы трещин для увеличения добычи нефти. Объединение двух эффективных технологий разработки– ГС и ГРП в добыче «сланцевых» ресурсов дало синергетический эффект. Проведение нескольких стадий ГРП в горизонтальном участке скважины позволило создать сложную разветвлённую сеть искусственных трещин, позволяющую дренировать значительный объем пласта. Внедрение

горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС+МГРП) позволило повысить экономическую привлекательность разработки «сланцевой нефти» за счет снижения капитальных затрат в части количества буримых скважин и увеличения добычи за счет роста их продуктивности. Также массовое внедрение позволило значительно снизить затраты на строительство одной скважины, несмотря на увеличение ее технологических параметров (длина ГУ, количество стадий, масса проппанта на стадию). Информация об изменении средних параметров скважин с 2012 по 2017 гг. приведена в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Средние параметры скважин в 2012 и 2017 гг. [117]

Параметр	2012 г	2017 г	Изменение, %
Длина ГС, м	1 700,8	2 324,1	37
Количество стадий ГРП, шт	19,3	38,6	100
Расстояние между портами ГРП, м	90,2	63,4	-30
Масса проппанта, т	1 590,4	5 393,7	239
Накопленная добыча за год, м3	9 705,2	17 203,8	77
Накопленная добыча за год на метр ГУ, м3/м	5,7	7,4	30
Стоимость скважины, млн USD	7,2	5,1	-29

Параллельно начинается применение ГС+МГРП и на месторождениях России. На Вынгояхинском месторождении ПАО «Газпром нефть» проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по использованию хвостовика с возможностью разделения ГС (с помощью набухающих пакеров) на отдельные участки для проведения ГРП. Был реализован четырехстадийный ГРП с закачкой 70 т проппанта на стадию. Эффективность применения технологии превзошла стандартный ГРП на ННС в 2,5 раза [118]. В 2011 г. с применением шаровых муфт ГРП на Вынгапуровском месторождении реализовано ГС с 4 стадиями ГРП. Масштабирование технологии к концу 2012 г. позволило ввести в эксплуатацию 20

ГС+МГРП (от 4 до 6 стадий на скважину), в 2013 число введенных ГС+МГРП на месторождении достигло 70 [119].

Всего к концу 2014 г. число ГС+МГРП на месторождениях компании составило 325 скважин. Апробирована технология проведения МГРП в боковых горизонтальных стволах, за 10 месяцев 2014 г. выполнено 92 ГТМ [120].

Компания «Лукойл» в пластах высокой расчлененности применяла ГС, длиной 500 м, и наклонно-направленные скважины с гидроразрывом пласта (ННС+ГРП), при этом из-за низкой проницаемости и высокой расчлененности, дебит первых был меньше. С целью увеличения добычи применены ГС, длиной 500-800 м, с последующей реализацией пяти стадий ГРП. Относительно исходного варианта получен рост запускных показателей в 2,5 раза. Согласно расчетам, проведенным с использованием ГГДМ, применение ГС+МГРП на пластах с $K_{пр}=25$ мД увеличит КИН на 5%, при $K_{пр}=5$ мД – на 33% [121]. По состоянию на 2013 г. 78% ГС+МГРП компании пробурены на пласт Ю1, это обеспечило рост дебитов в 2,7 раза [122].

Компанией «Варьеганнефтегаз» совместно с компанией Schlumberger проведен ряд исследований для последующего эффективного использования ГС+МГРП. На первом этапе для определения механических свойств пласта проведен отбор керна и записаны специальные методы ГИС: кроссдипольный акустический каротаж Sonic Scanner, ЯМК, SonFracMap, FMI. При проведении ГРП уточнены механические свойства пласта и преимущественное направление развития трещин (ПНРТ) посредством проведения микросейсмических исследований в наблюдательных скважинах. Расчёты показали, что применение ГС+МГРП позволит достигнуть необходимого уровня рентабельности [123].

Анализ применимости технологии на Уренгойском месторождении проводился с использованием ГГДМ. В ходе работы [124] проведено сравнение эффективности ННС+ГРП и ГС+МГРП с продольным и поперечным расположением трещин. По итогам исследования сделаны следующие выводы:

- наибольшей продуктивностью обладают ГС+МГРП (4 стадии), продуктивность ННС+ГРП ниже в 3 раза, ГС- в 9;

- основной приток обеспечивают трещины ГРП;
- высокий темп падения дебитов после месяца работы 15% для ГС+МГРП и 30% для ННС+ГРП.

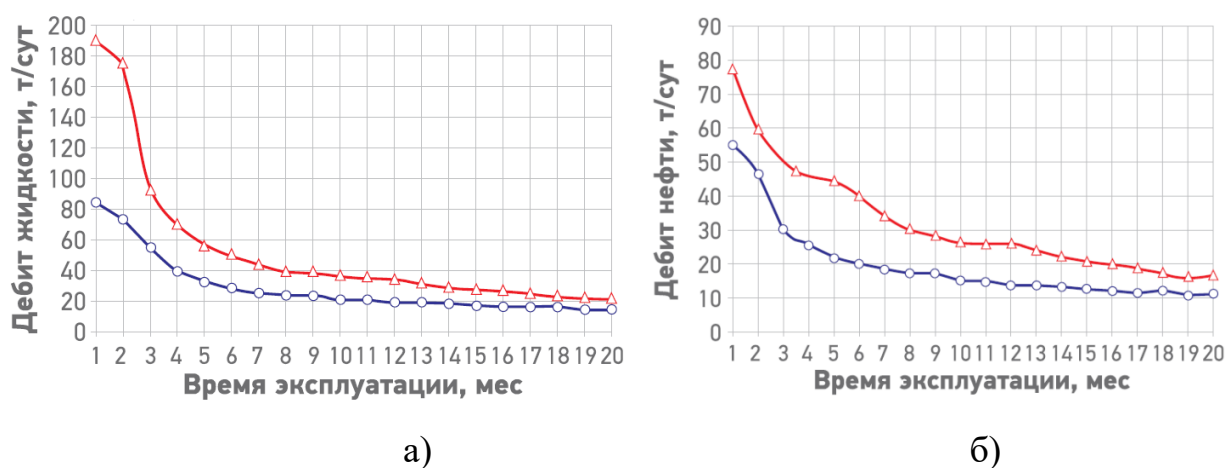
В 2017 г. на Якшур-Бодьинском месторождении в сложно построенном песчаном коллекторе, рентабельная разработка которого ННС невозможна, реализованы ГС+МГРП. На скважине было проведено 4 стадии ГРП с использованием трассеров для оценки работы каждого порта, запускной дебит нефти составил 56 т/сут, что дало толчок к пересмотру дальнейших перспектив месторождений региона [125].

Оценка и реализация технологии ГС+МГРП также были проведены на месторождениях одного из крупнейших нефтедобывающих предприятий России-«РН-Юганскнефтегаз». В 2006 г. с использованием ГГДМ Приразломного месторождения были оценены 7 сеток скважин. Наибольшую эффективность показала площадная девятиточечная система с комбинацией добывающих ГС+МГРП и переходящими в нагнетание после отработки ННС+ГРП [126]. Прирост добычи нефти составил 4%, после расчетов вариантов оптимизации ППД-7%. В 2010 г. принято решение о проведении ОПР на пласт АС11 Приобского месторождения с реализацией 4 скважин длиной 800-1000 м с 7-8 стадиями ГРП (70-110 тонн проппанта на стадию), расположенных параллельно стволу скважины. [127]. В работе [128] приведено обоснование оптимальных параметров расположения ГС+МГРП: плотность сетки 25 га/скв, длина – 1000 м. По итогам реализации запускные дебиты ГС+МГРП превысили параметры ННС+ГРП в 2,4 раза. За 2014-2016 гг. на южной лицензионной территории месторождения [129] на 43 скважинах проведено более 240 операций ГРП. Обобщение данных эксплуатации приведено в работе [110], так отмечается:

- значительное снижение дебитов ГС+МГРП в течение первого года работы;
- дебиты жидкости ГС+МГРП в 2,5-3,0 раза выше, чем ННС+ГРП, дебиты нефти- в 2,0-2,5 раза;
- темпы падения дебитов нефти ГС+МГРП выше, чем ННС+ГРП;

- средняя НДН ГС+МГРП за первый год в 2 раза выше, чем ННС+ГРП.

Также проведен эксперимент по удлинению ГС до 1500 м с последующим проведением 30 стадий ГРП и средней закачкой 40 т проппанта на стадию [110]. Относительно средних показателей скважин ГС+МГРП дебит жидкости возрос более чем в 2 раза, нефти – в 1,4 раза. За счет высоких темпов падения через 2 года дебиты стали соизмеримы со средними значениями (Рисунок 1.13). Также необходимо отметить метод проведения МГРП: использование «бесшаровой» технологии позволяет проводить ГИС и повторные ГРП.



—▲— - экспериментальная ГС+МГРП; —●— - средняя ГС+МГРП;

Рисунок 1.13 – Динамика дебитов а) жидкости и б) нефти экспериментальной (1500 м, 30 стадий ГРП) и средней (920 м, 7, стадий ГРП) скважины [110]

На ближайшем к району исследования Самотлорском месторождении сейчас идет активная разработка пласта АВ1(1-2). Рассмотрим шаги, которые были предприняты для того, чтобы сделать их добычу рентабельной.

Первые скважины ОПР для эксплуатации объекта АВ1(1-2) пробурены в 1971 г. С 1974 г. начата перфорация пласта АВ1(1-2) в скважинах, ранее работавших на нижележащие объекты. Первоначально дебиты жидкости ННС колебались в пределах от 2 до 24 т/сут при средней обводненности около 45 %. В 83 % скважин для интенсификации притока была проведена операция ГРП. Это позволило увеличить дебит жидкости до 11–79 т/сут. В 1991 г. вводятся в

эксплуатацию первые ГС. Разбуривание участка восточной части ЛУ позволило освоить и адаптировать технологию горизонтального бурения для высокорасчлененного коллектора пласта АВ1(1-2). Для вскрытия максимального количества проницаемых пропластков профиль горизонтального участка приобрел синусоидальную форму [130].

Ввод в эксплуатацию первых скважин пласта АВ1(1-2) показал низкую продуктивность объекта, однако применение технологии ГРП позволило увеличить дебиты в 1,5–2,0 раза, но при этом возросла и обводненность, отчасти за счет приобщения нижележащего водонасыщенного пласта с высокими ФЕС. Для определения эффективности применения технологий ГС различного профиля, МЗС, ГС+МГРП сформированы участки ОПР [131]. В рамках ОПР на двух скважинах реализовано пять и четыре ГРП с применением различных технологий. Приоритет дальнейшего применения отдан технологии с применением разбухающих пакеров т.к. простота их конструкции и использования обеспечивает высокую надежность [132]. Также на месторождении опробована технология разрывных муфт. Ее использование для проведения шестистадийного гидроразрыва пласта АВ1(1-2) позволило получить дебит жидкости 130 м³/сут, нефти – 35 т/сут. Параллельно компанией Haliburton произведен мониторинг распространения трещин посредством проведения микросейсмических исследований. В работах [133; 134] на примере пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения оценивается оптимальное количество стадий ГРП в ГС, вскрывших только верхнюю часть пласта, а также их распределение по длине горизонтального участка. Полученные результаты указывают на увеличение эффективности многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах с увеличением анизотропии пласта. Наибольшую НДН показали варианты с максимальным расстоянием между создаваемыми трещинами. В работе [135] проведено сравнение ГС+МГРП, вскрывшей верхнюю часть пласта и субгоризонтальной скважины (СГС), вскрывающей весь продуктивный пласт (Рисунок 1.14).

Такая скважина будет дренировать все вскрытые пропластки именно стволом скважины, а не через системы трещин ГРП. При минимальной анизотропии ФЕС

дебит нефти СГС ниже, чем у ГС, пробуренной в верхней части пласта, а процесс обводнения начинается раньше. С ростом анизотропии, за счет приобщения нижних недренируемых участков ситуация меняется: СГС начинает опережать ГС по текущей и накопленной добыче. В сравнении с ГС+МГРП оба варианта значительно проигрывают на начальной стадии разработки, а на момент выравнивания дебитов нефти НДН ГС+МГРП на 50% превысила добычу СГС (Рисунок 1.15).

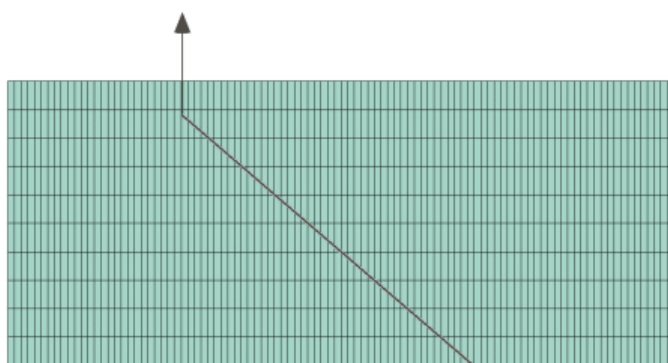


Рисунок 1.14 – Схематичный вид субгоризонтальной скважины [135]

В работе [136] описывается влияние ориентации ствола скважины относительно направления сноса геологического материала. Также указывается, что применение ГС+МГРП сложного профиля предоставляет возможность увеличить продуктивность низкопроницаемых расчлененных коллекторов.

Увеличение количества стадий ГРП или их плотности на метр длины ГС позволяет увеличить продуктивность скважины, но рост не бесконечен из-за возникающей интерференции систем созданных трещин между собой [134; 135; 137; 138]. Для решения задачи выбора оптимального количества стадий ГРП проводились многовариантные расчеты для оценки продуктивности скважины [134] или ее НДН [138]. На Рисунке 1.16 приведен пример изменения НДН для ГС+МГРП в зависимости от количества стадий и загрузки проппанта на одну стадию ГРП.

Непосредственно району исследования посвящены работы [139; 140; 141; 142]. В. А. Проскурин [139] отмечал перспективность применения технологии

МГРП для пласта АВ1(1-2). Результаты гидродинамического моделирования показали, что по запускным дебитам ГС+МГРП превосходят ГС на 23–42%, по НДН на 4–15%. В [140] описывается опыт построения карт мощностей непроницаемых разделов, как между циклами пласта АВ1(1-2), так и между ним и нижележащим массивным пластом АВ1(3). Данные карты необходимы для выбора точек размещения проектных скважин, выбора интервала перфорации, прогнозирования развития трещины ГРП, в т.ч. ее развитие в нижележащий пласт.

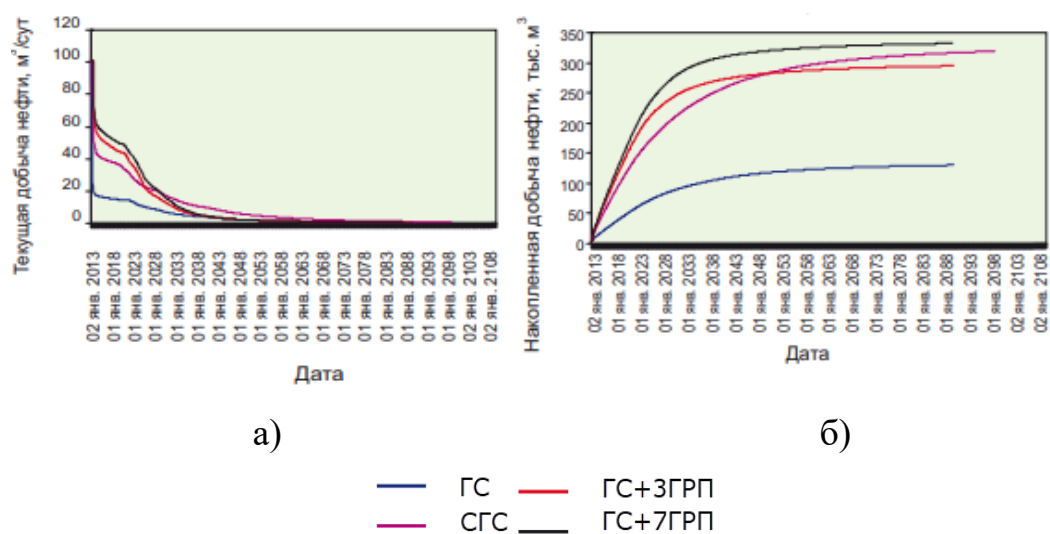


Рисунок 1.15 – Сравнение а) дебитов нефти б) накопленной добычи нефти для разных профилей скважин разработки [135]

В исследовании эффективности применения различных систем разработки, описанного в [141] отмечается невысокая эффективность ННС при разработке пласта АВ1(1-2). При моделировании длина ГС принималась равной 300 м, а полудлина трещины ГРП – 60 м. При этом также происходило варьирование азимута ГС (0°, 90°, 27°, 117°) относительно нагнетательных скважин, оцененные варианты представлены на Рисунке 1.17. Из-за низкого прогноза НДН ННС (Рисунок 1.18) для разработки рекомендовано использование ГС+МГРП. Однако, также отмечается, что полученные показатели работы скважин значительно ниже, чем на соседнем Самотлорском месторождении из-за более низких ФЕС.

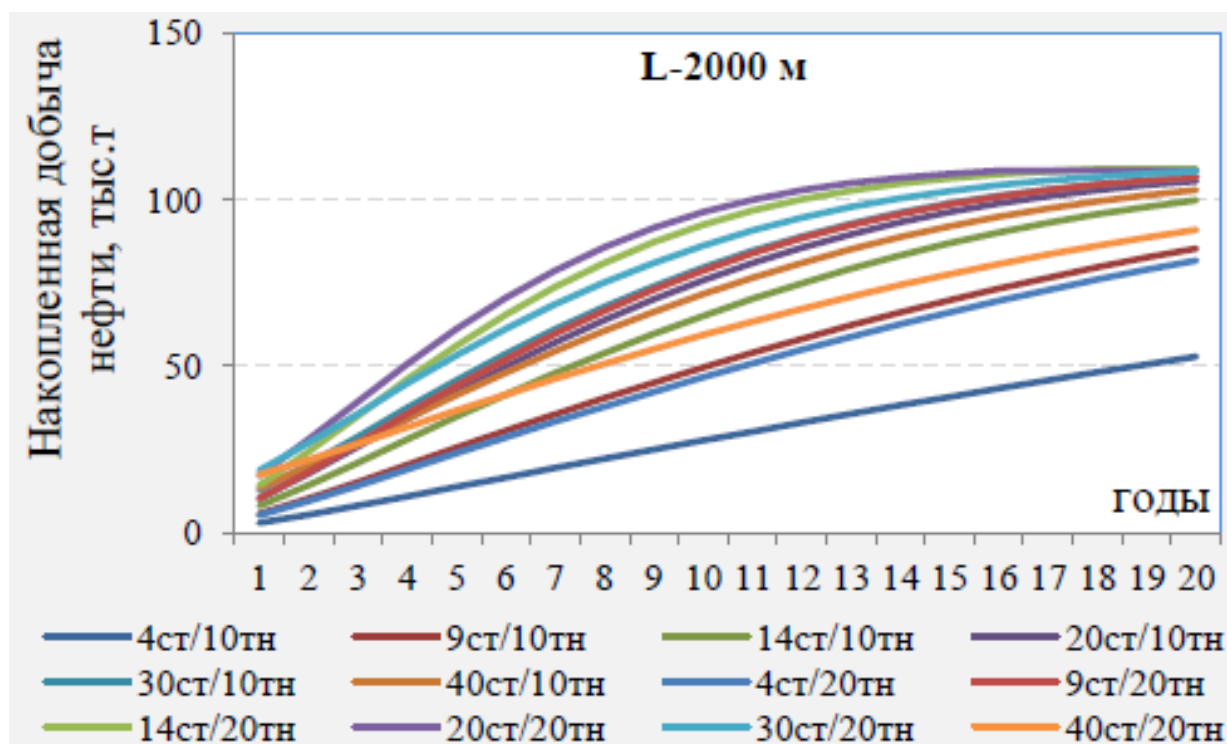


Рисунок 1.16 – Сравнение накопленной добычи нефти при различных стратегиях проведения МГРП [138]

Итогом первых попыток подбора оптимальной системы разработки пласта АВ1(1-2) на рассматриваемой группе месторождений стало признание эффективности опыта Самотлорского месторождения в применении технологии ГС+МГРП, однако единое комплексное решение выработано не было. Остались не закрытыми следующие вопросы без ответа на которые невозможно решение проблемы эффективного вовлечения запасов нефти в разработку:

- выбор оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин;
- расположение добывающих скважин относительно не только нагнетательных, но и ПНРТ;
- обоснование оптимальной плотности сетки скважин (ПСС);
- расчет оптимальных параметров ГРП;
- оценка экономической рентабельности.

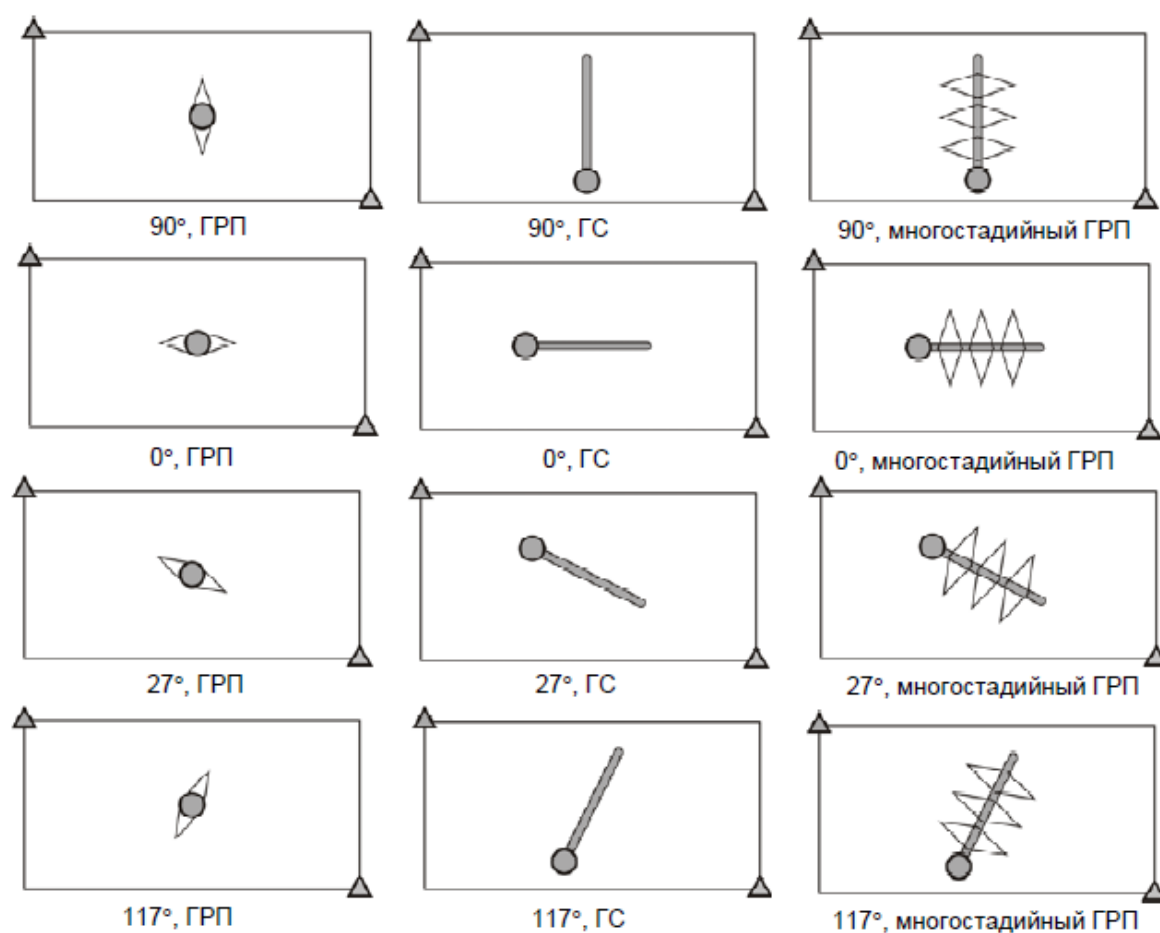


Рисунок 1.17 – Варианты рассмотренных систем разработок [141]

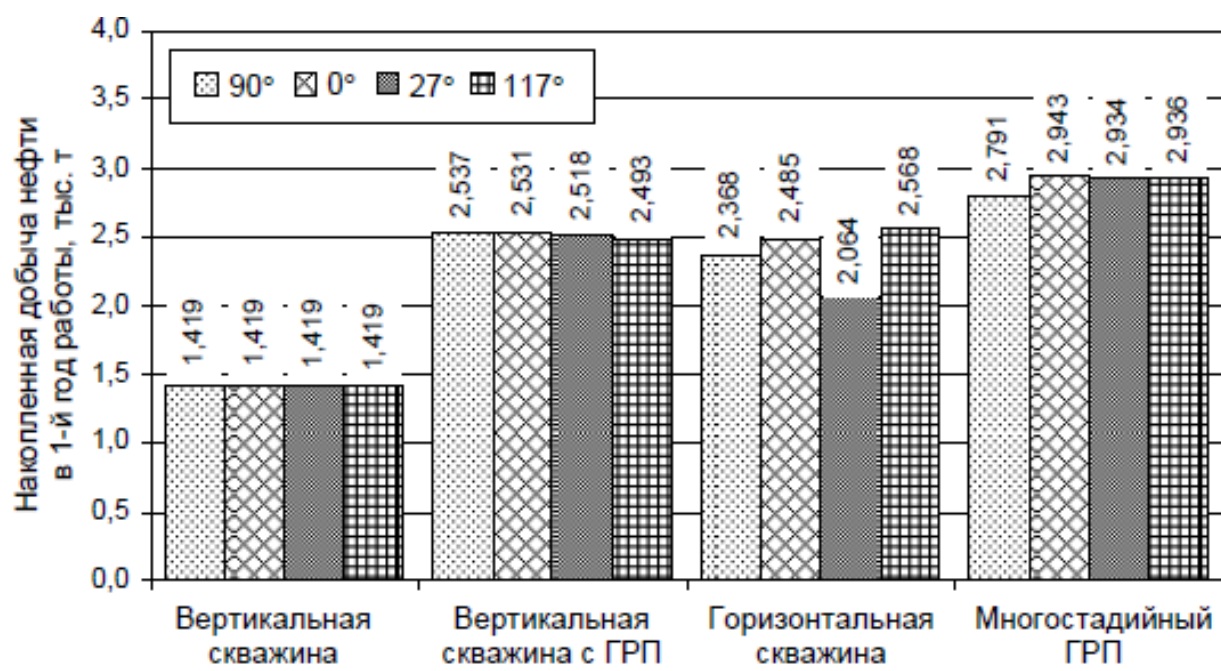


Рисунок 1.18 – Сравнение НДН за первый год работы [141]

1.3 Выводы по главе 1

Обобщая имеющуюся информацию, следует отметить, что для эффективного выделения тонкослоистых низкопроницаемых коллекторов разработана и успешно применяется теоретическая база, дополненная специализированными методами ГИС. Эти методы повышают точность определения коллекторов в сложных тонкослоистых разрезах. Однако, несмотря на универсальность подходов, для каждого месторождения требуется адаптация методик с учетом особенностей геологического строения резервуара.

С начала XXI века технология бурения ГС и МГРП стала активно внедряться для разработки расчлененных и низкопроницаемых коллекторов. Комбинированное использование горизонтальных скважин и МГРП обеспечивает значительный синергетический эффект, позволяя формировать разветвленную систему трещин. Это увеличивает дренируемый объем продуктивного пласта и существенно повышает эффективность добычи нефти.

Анализ существующих исследований подтверждает возможность оптимизации разработки месторождений за счет варьирования геометрии элементов системы разработки, длины горизонтальных скважин, плотности расположения портов ГРП. Применение многовариантного геолого-гидродинамического моделирования на этапе проектирования позволяет объективно оценить различные подходы и выбрать наиболее эффективные решения.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ОЦЕНКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТОНКОСЛОИСТЫХ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

2.1 Исследование литолого-фациальных особенностей рассматриваемого пласта

В административном отношении рассматриваемая группа месторождений приурочена к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположена в Ханты-Мансийском автономном округе. Геолого-геофизические исследования на территории Широтного Приобья проводятся с 1947 года. Рассматриваемая площадь практически полностью охвачена сейсморазведочными работами (СРР), как 2d, так и 3d. Пласт вскрывает более 7 000 скважин. Рассматриваемая группа пластов АВ1 приурочена к отложениям Алымской свиты Аптского яруса Нижневартовского свода. Алымская свита сложена песчано-алевритовыми породами с прослоями аргиллитов и песчаников серых, среднезернистых. В верхней части разреза расположен региональный геофизический репер, характеризующийся выдержанностью и низкими УЭС, - Кошайская пачка глин, с небольшими прослоями песчаников в основании. К этой же пачке приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт (ОГ) М [38]. Нижняя опесчаненная часть разреза на рассматриваемой группе месторождений формирует единую залежь нефтепродуктивных горизонтов АВ1, вскрытых на абсолютных отметках от 1600 до 1800 м. Пласт представляет собой частое переслаивание различных типов пород с резкой изменчивостью ФЕС по разрезу и по площади.

В продуктивном горизонте АВ1 выделяются пласты - АВ1(1-2) и АВ1(3). Пласт АВ1(3) сложен мелко-среднезернистыми песчаниками, от рассматриваемого в работе пласта АВ1(1-2) он отделен невыдержанной глинистой перемычкой мощностью от 1 до 16 м (Рисунок 2.1). Пласты АВ1(3) и нижележащие пласты

формировались в континентальных условиях осадконакопления [39, 40]. Отложения пласта АВ1(1-2) преимущественно представлены песчано-алевритовыми породами с флазерной, пологоволнистой и линзовидной слоистостью, изредка встречаются массивные песчаники и алевролиты. Сложное строение пласта АВ1(1-2) заключается в частом переслаивании маломощных коллекторов и глинистых прослоев, а также высокой изменчивостью ФЕС по разрезу и площади. [41].

Как правило установление фациальной природы коллекторов и последующего прогнозирования их пространственного размещения базируется на данных анализа керна, отбор которого ограничен. На рассматриваемой группе месторождений пласты АВ1 представлены керновым материалом преимущественно неудовлетворительного качества. Керна из пласта АВ1 отобран в 51 скважине, неравномерно распределенных по всей площади рассматриваемой группы месторождений (Рисунок 2.2).

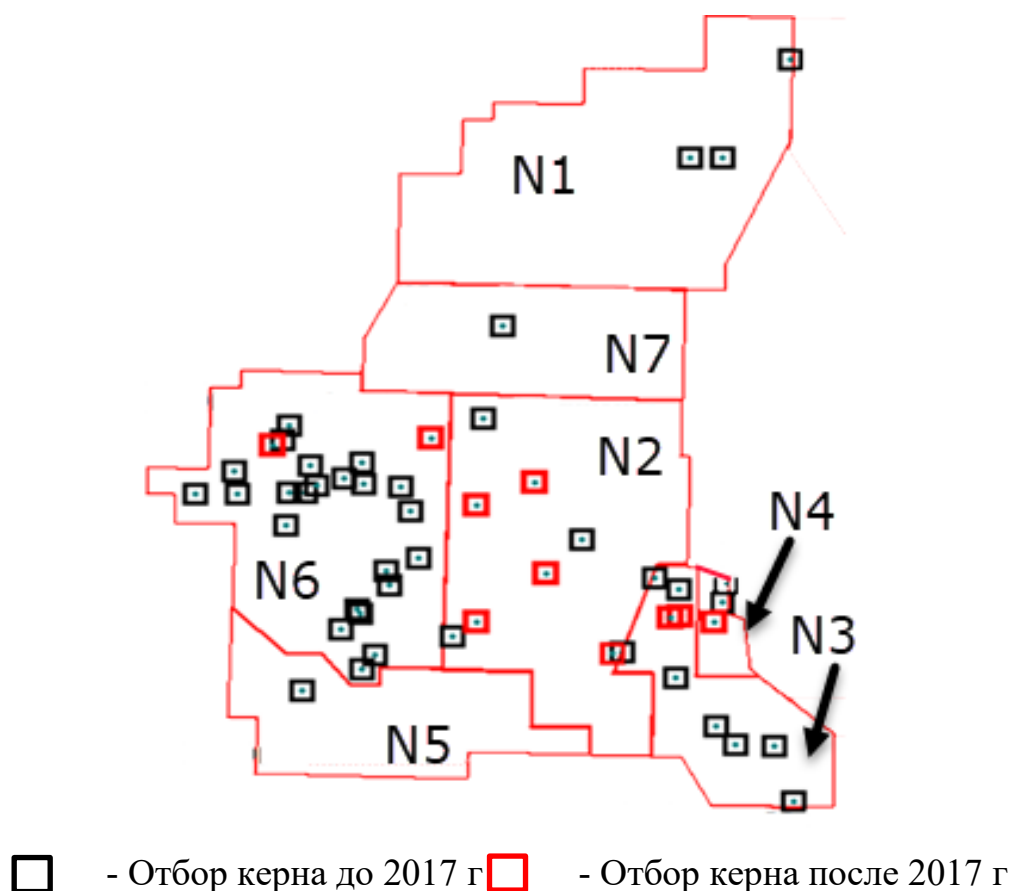


Рисунок 2.2 – Схема освещения керновыми исследованиями пласта АВ1(1-2)

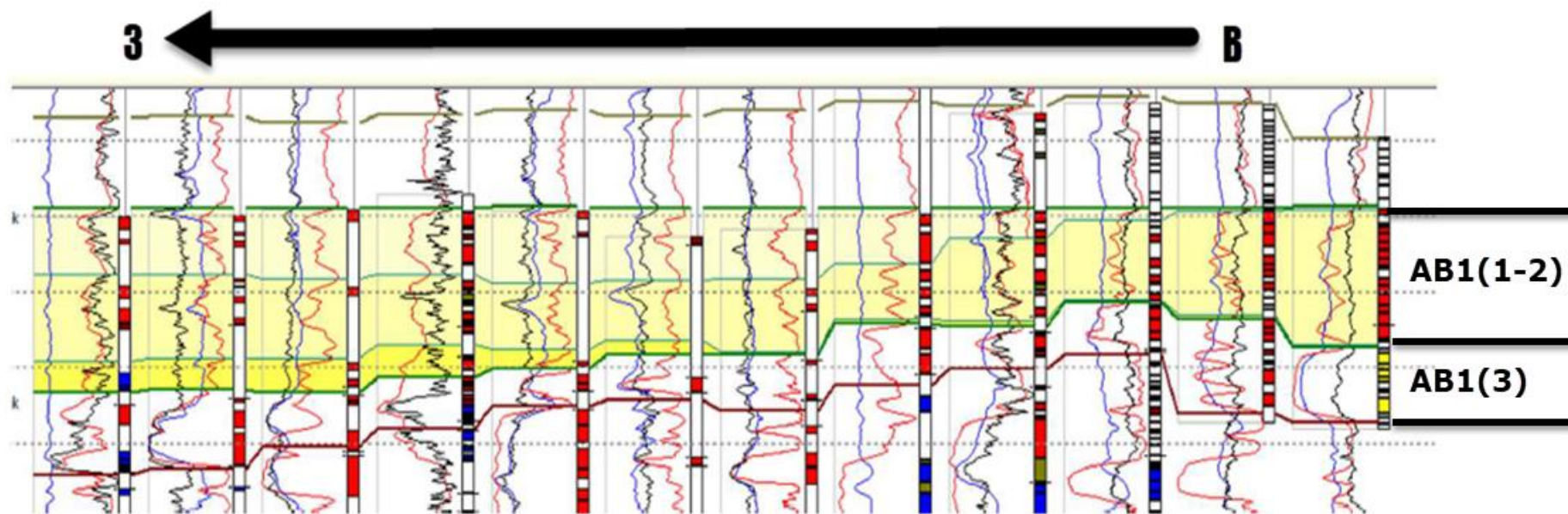


Рисунок 2.1 – Региональная корреляционная схема

Суммарная проходка с отбором керна составила 626 м, линейный вынос керна - 501 м; выход керна- 83%. Почти треть имеющегося керна отобрана после инициализации работ по подготовке обоснования эффективного вовлечения в разработку запасов нефти пласта АВ1(1-2) в 2017 г. (Таблица 2.1). Охваченность кернового материала стандартными и специальными керновыми исследованиями приведена в Таблицах 2.2 и 2.3.

Таблица 2.1 – Вынос и плотность исследования пласта керном

Период	Проходка, м	Вынос, м	Вынос, %	Кол-во образцов	Плотность иссл-ний
До 2017г	421,4	386,17	75,0	525	1,4
После 2017г	204,9	184,87	90,2	603	3,3
Итого	626,3	501,06	83,0	1128	2,1

Таблица 2.2 – Освещенность стандартными керновыми исследованиями

Месторож- дение	К _{по}		К _{пр}		К _{во}		Плотность	
	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Кол-во скважин	Кол-во образцов	Кол-во скважин	Кол-во образцов
N1	3	25	3	13	2	6	3	25
N2	8	426	8	332	6	129	8	425
N3	11	214	11	109	10	77	10	179
N4	3	106	3	97	3	62	3	106
N5	1	4	-	-	-	-	1	4
N6	20	309	19	169	12	96	14	257
N7	1	10	1	5	1	5	1	10
Итого	47	1094	45	725	34	375	40	1006

Строение разреза отличается крайней неоднородностью. Это связано с небольшой толщиной слоев, сложенных тем или иным типом пород, и их переслаиванием. Периодически отмечается также появление в разрезе отдельных линзовидно-волнистых глинистых песчаников. Толщина проницаемых

пропластков составляет несколько десятков сантиметров, в отдельных зонах с улучшенными ФЕС достигает первых метров. Обилие пропластков является причиной сложного характера слоистости, образованной множественными намывами глинистого материала. О переработке осадочного материала однонаправленными волновыми потоками в спокойных, низкоэнергетических условиях осадконакопления свидетельствует наличие линзовидных прослоев песчаника с мелкой косой слоистостью волновой ряби. Такие условия могут создаваться в достаточно широком спектре осадочных обстановок – в обстановках открытого моря (например, в переходной зоне седиментации, расположенной между базисами регулярных и штормовых волн), в прибрежных частях бассейна (в обстановках внутридельтового залива, лагуны или эстуария), а также в условиях континентального осадконакопления (озерно-пойменные обстановки) [42, 43].

Таблица 2.3 – Освещенность специальными керновыми исследованиями

Месторождение	УЭС, кол-во обр.	К _{но} , кол- во обр.	Грануло- метрия, кол-во обр.	Мин. состав, кол-во обр.	РСА, кол-во обр.	Капиллярметрия, кол-во обр.
N1	-	-	1	1	1	-
N2	214	36	70	2	64	56
N3	90	10	36	2	33	15
N4	39	5	13	-	13	9
N5	-	-	1	1	1	-
N6	16	3	21	6	21	8
N7	-	-	2	2	2	-
Итого	359	44	144	14	135	88

Коллекторы в основном представлены алевритовыми песчаниками, в которых преобладает кварц. Согласно минералогическому анализу (Рисунок 2.3) породы пласта АВ1(1-2) состоят из следующих компонентов: кварц – 42%, глины – 28,9%, полевые шпаты – 19,8%, карбонаты – 9,1%. Глинистая составляющая

представлена минералами: хлорит – 48,9%, гидрослюда – 20,7%, каолинит – 18,1%, ССО – 12,3%. Среди аргиллитов и песчаников встречаются прослои массивного глинистого алевролита, обогащенного мелким углистым детритом.

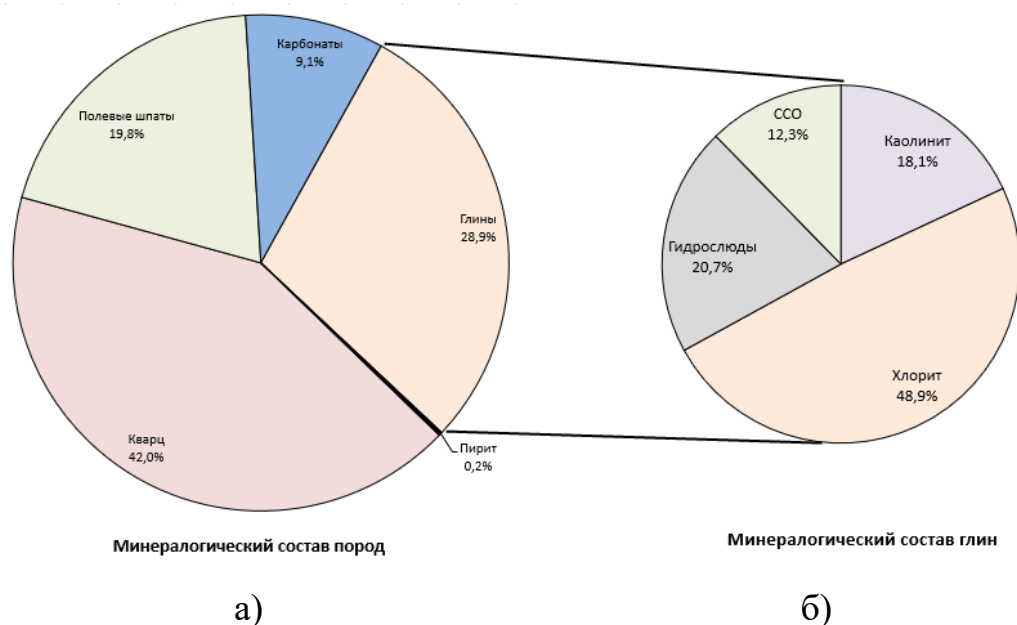


Рисунок 2.3 – Минералогический состав пласта АВ1(1-2)

а) скелета пород б) глинистого материала

По макроописанию керна (Рисунки 2.4-2.8) пласты представлены переслаиванием алевролита светло-серого глинистого с прослойками и линзами песчаника буровато-серого мелкозернистого неравномерно нефтенасыщенного и глины алевролитистой. Встречаются прослои алевролита темно-серого карбонатного. Алевролит содержит намывы углисто-глинистого материала, глина - песчано-алевролитового материала.

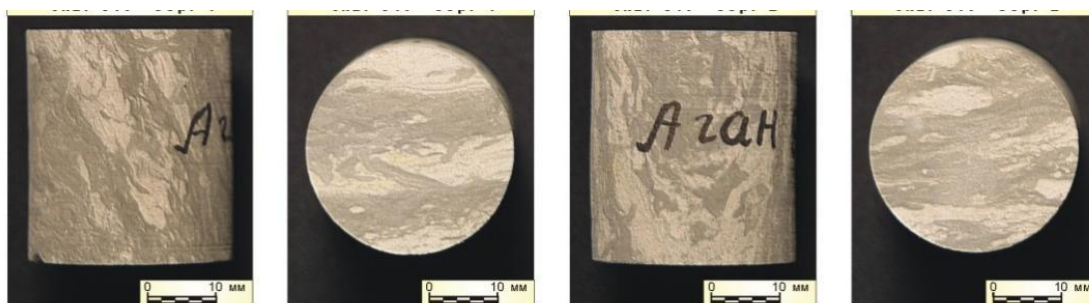


Рисунок 2.4 – Образцы керна месторождения N1

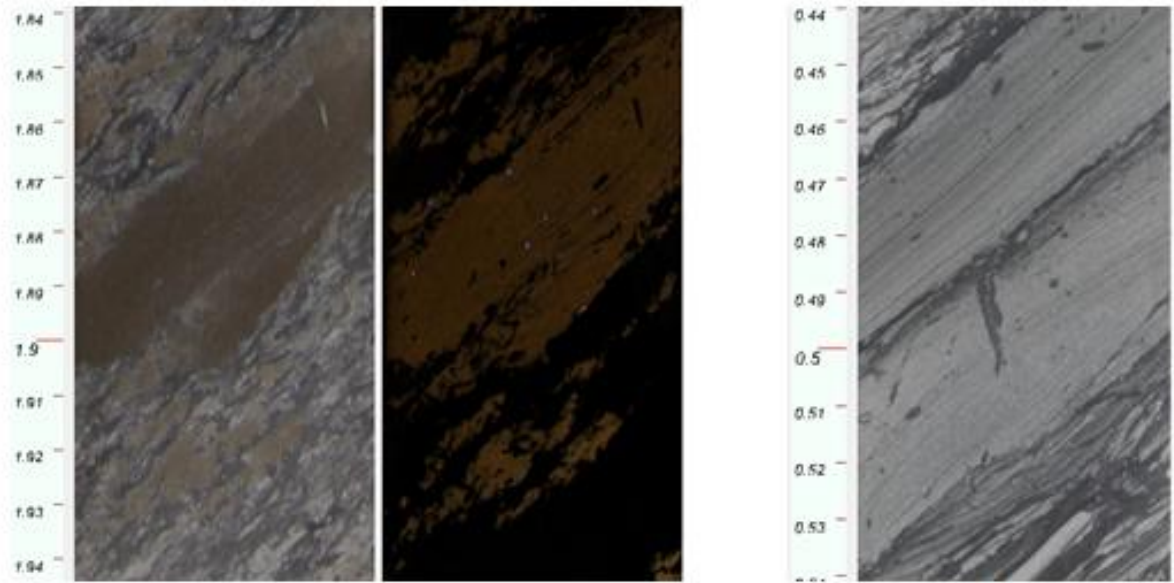


Рисунок 2.5 – Вещественно-структурные и текстурные особенности пород пласта AB1(1-2) по керну месторождения N2

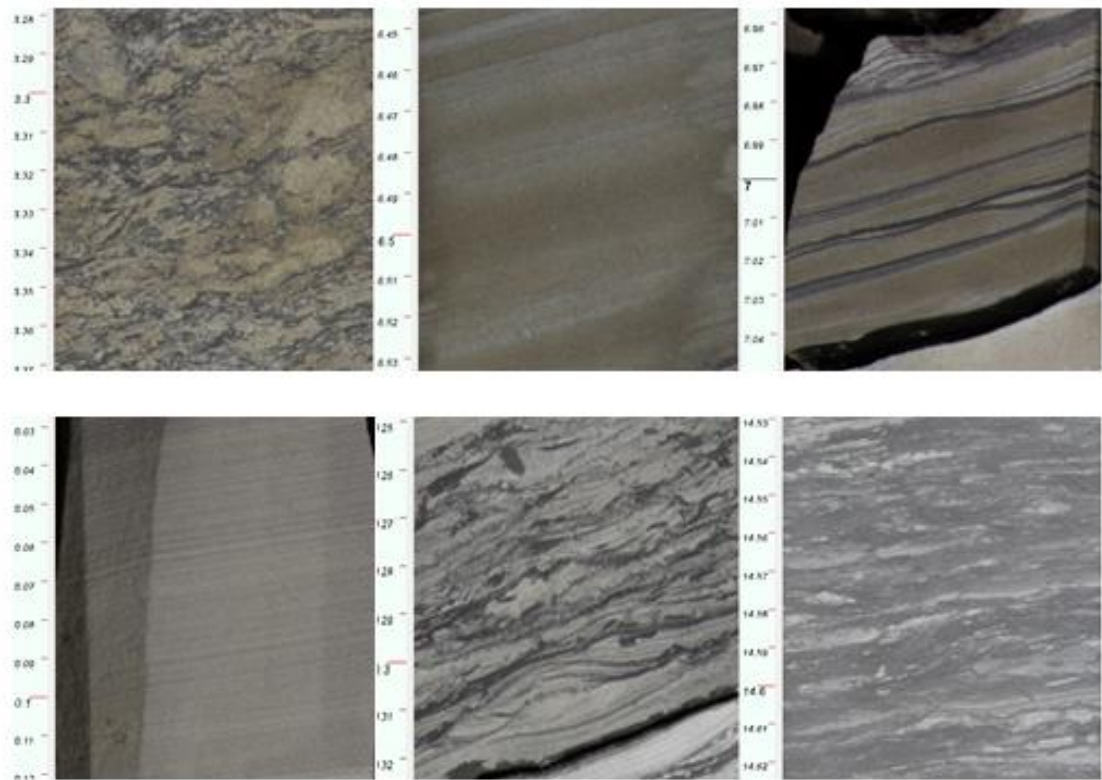


Рисунок 2.6 – Вещественно-структурные и текстурные особенности пород пласта AB1(1-2) по керну месторождения N3

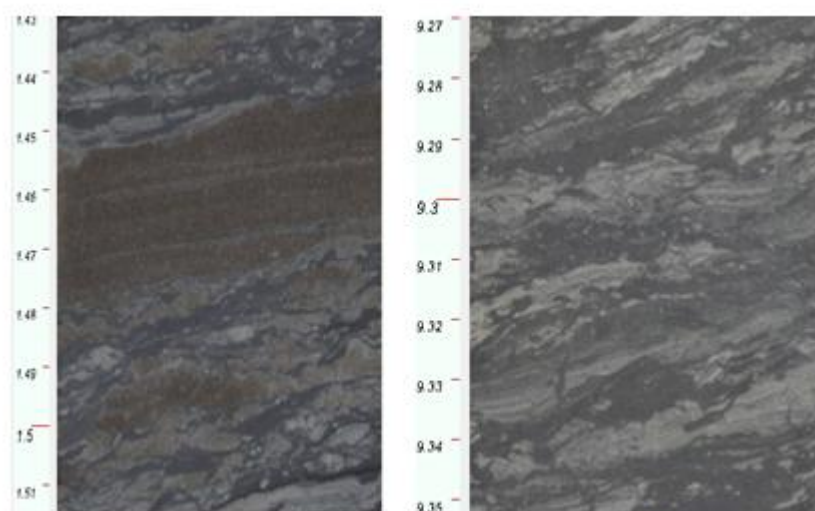


Рисунок 2.7 – Вещественно-структурные и текстурные особенности пород пласта АВ1(1-2) по керну месторождения N4

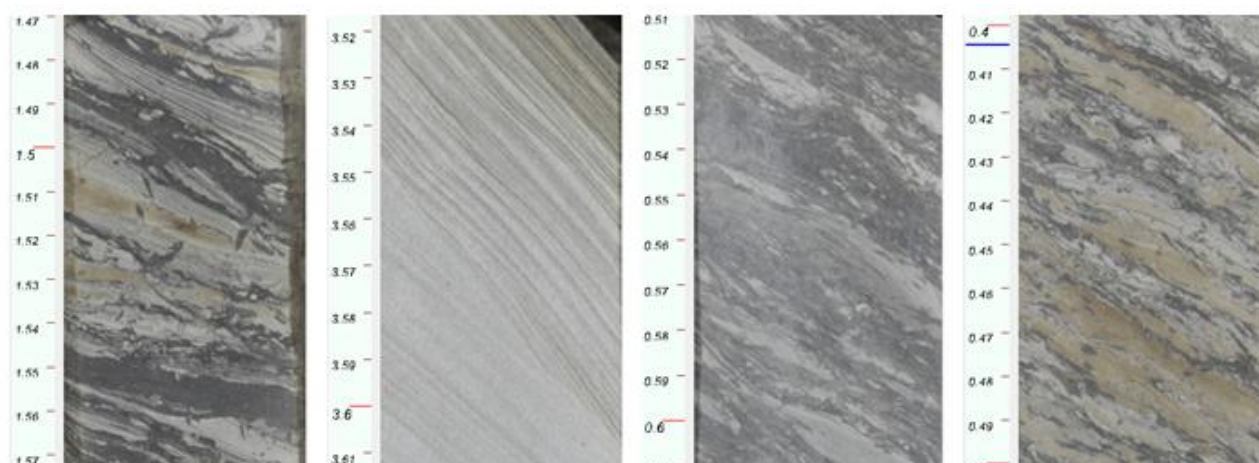


Рисунок 2.8 – Вещественно-структурные и текстурные особенности пород пласта АВ1(1-2) по керну месторождения N6

Несмотря на большую площадь рассматриваемой группы месторождений (более 2 700 км²), результаты сопоставления макроописания кернавого массива по изучаемой группе месторождений показывают:

- единство структурных и текстурных признаков по всей площади распространения;
- формирование объекта АВ1(1-2) в единых условиях осадконакопления;

– дифференциацию пород пласта АВ1(1-2) по литотипам: аргиллиты алевритистые, алевролиты от светло- до темно-серых, мелко- и крупнозернистые, песчаники светло-серые мелко- и тонкозернистые и неравномерное переслаивание названных пород.

Таким образом, перечисленные факторы позволяют объединить все месторождения в единый объект изучения.

Породы типа «рябчик» сложены всевозможными сочетаниями песчаника, алевролита и аргиллита. В ходе анализа кернового материала в пришлифованных образцах преимущественно выделяется алевролит, мелко-крупнозернистый или крупнозернистый, песчаный или песчанистый и песчаник, мелко-тонкозернистый или мелкозернистый алевритовый.

Алевролит мелко-крупнозернистый или крупнозернистый, песчаный или песчанистый с глинистым реже карбонатным цементом, микрослоистый. Характеристики получены на 31 образце.

Структура преимущественно алевролитовая, текстура биотурбированная микрослоистая за счет направленности пластинок слюд, органических остатков и слойков.

Содержание кварца в среднем составляет 46,8 %, полевых шпатов – 33,7 %, обломков пород – 19,5 %, незначительное содержание слюд и углефицированных растительных остатков. В обломках пород явное преобладание имеют кремнистые, в слюдах же – биотит и мусковит.

Цемент поровый и пленочно-поровый, глинистый, распределенный неравномерно. Основным глинистым минералом является каолинит и хлорит.

Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,07 мм, по морфологии – в основном изометричные и удлиненные, реже межзерновые [143].

Песчаник мелко-тонкозернистый или мелкозернистый алевритовый; реже алевритистый, умерено и плохо сортированный с глинистым цементом, микрослоистый или линзовидно-слоистый. Изучено 57 пришлифованных образцов материала.

Структура преимущественно алеврито-псаммитовая. Текстура биотурбированная микрослоистая и линзовидно-слоистая, подчеркнутая намывами слойков алеврито-глинистого материала, а также фрагментами органики. В 5 образцах массивная.

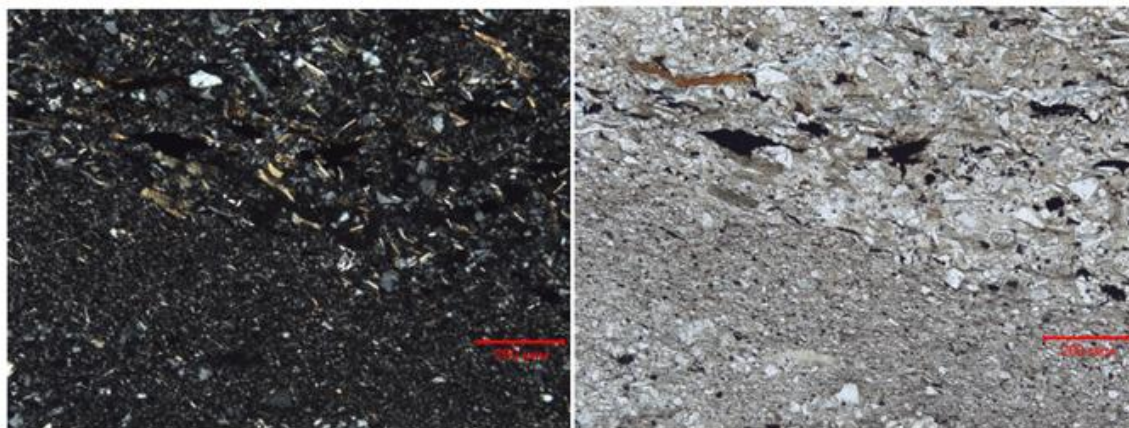
Содержание кварца в среднем составляет 45,2 %, полевых шпатов – 33,7 %, обломков пород – 21,2 %, незначительное содержание слюд и углефицированный растительный детрит. В обломках пород явное преобладание имеют кремнистые, в меньшей степени -кварциты, в слюдах же – биотит и мусковит.

Распределенный неравномерно цемент в основном поровый, пленовно-поровой, глинистый, каолинитового и гидрослюдисто-хлоритового состава.

Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,18 мм, по морфологии – в равной соотношении изометричные, удлинённые и межзерновые. В 4 из 57 образцах пористость отсутствует [143].

Основными породами-коллекторами пласта АВ1(1-2) являются песчаный алевролит и алевритовый песчаник со средним и высоким содержанием глинистого материала, которые преобладают в основном в литотипах – собственно «рябчика» и глинистого «рябчика» по классификации Романова Е.А. [24; 25]. Основываясь на данной дифференциации, описаны особенности встречаемых литотипов на образцах керна рассматриваемой группы месторождений

Сильно глинистый «рябчик» (Рисунок 2.9) представлен преимущественно глинистым и песчанистым алевролитом. Среднее содержание глинистой составляющей 23,9 %. Породы часто карбонатные (средняя доля карбонатов составляет 11,6 %) и биотурбированные. Текстура микрослоистая, обусловленная направленностью слойков, пластинок слюд и органических остатков. В глинистых минералах наблюдается повышенное содержание гидрослюды и смешенно-слоистых образований и пониженное хлорита [143].



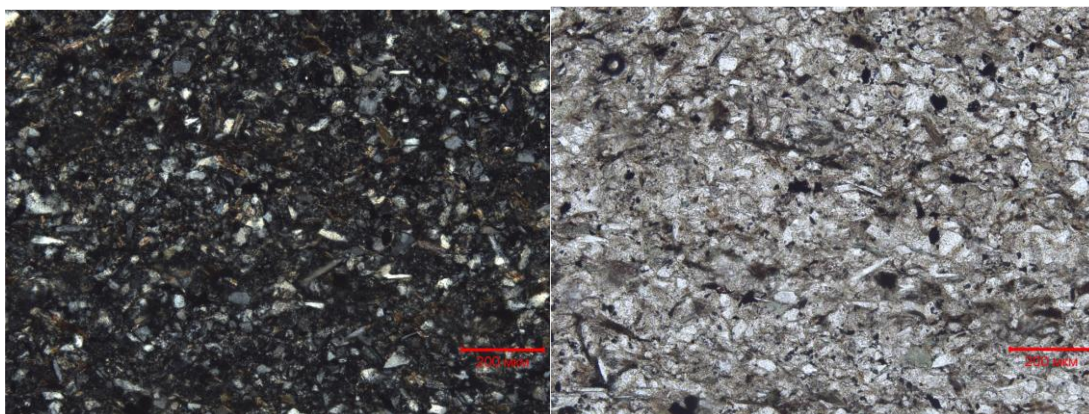
а)

б)

Рисунок 2.9 – Образец месторождения N2. Переслаивание песчаника тонкозернистого, алевролита крупнозернистого и аргиллита, увеличение 100х

а) вид при скрещенных николях, б) вид в проходящем свете

Глинистый «рябчик» (Рисунок 2.10) представлен в равной степени алевролитом песчанистым и песчаником алевроитовым. Среднее содержание глин 17,3 %. Текстура микрослоистая за счёт направленности слойков, биотурбированная. Содержание хлорита несколько увеличивается, а гидрослюда и ССО – уменьшается [143].



а)

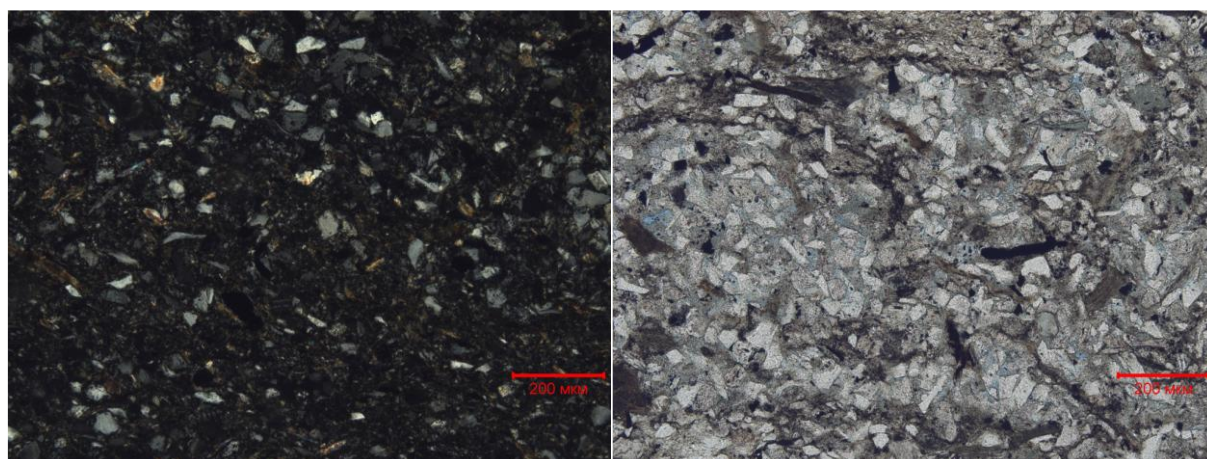
б)

Рисунок 2.10 – Образец месторождения N3

Алевролит мелко-крупнозернистый, песчанистый, с глинистым цементом, микрослоистый, увеличение 100х

а) вид при скрещенных николях, б) вид в проходящем свете

Собственный «рябчик» (Рисунок 2.11) в основном представлен алевроитовым биотурбированным песчаником с мелко-тонкозернистой структурой и микрослоистостью из-за наличия прерывистых слойков крупнозернистого алевролита или углисто-глинистого материала. Среднее содержание глин 12,1 %; доля хлорита продолжает расти, а гидрослюды и ССО, соответственно, уменьшается [143].



а)

б)

Рисунок 2.11 – Образец месторождения N3

Песчаник мелко-тонкозернистый, алевроитовый, аркозовый, с глинистым цементом, микрослоистый, увеличение 100х

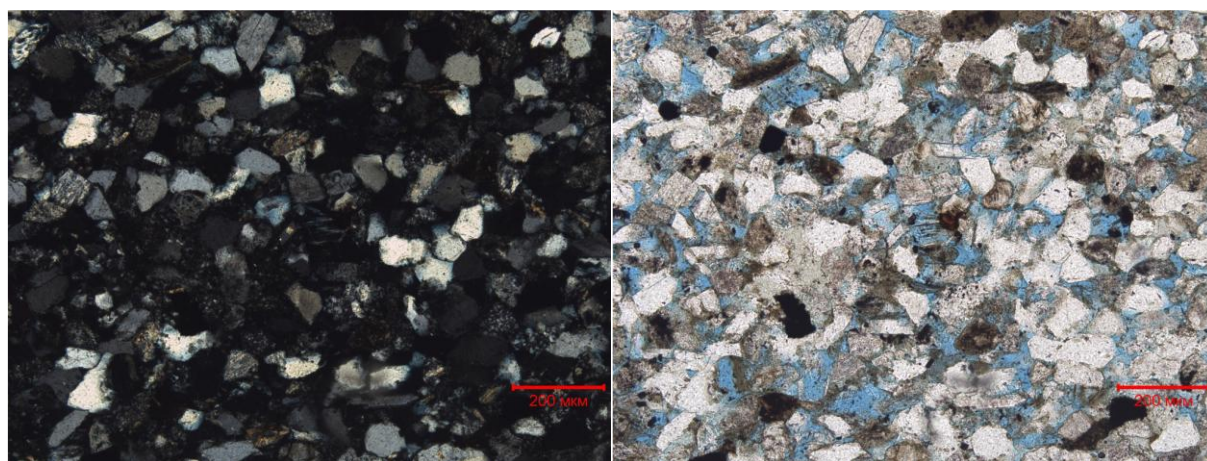
а) вид при скрещенных николях, б) вид в проходящем свете

Опесчаненный «рябчик» (Рисунок 2.12) на рассматриваемой группе месторождений встречается редко, он представлен песчаником мелко-тонкозернистый, алевроитовым, с тонкими слойками слюдисто-углисто-глинистого материала с низким содержанием глинистой составляющей (средняя доля – 8,4 %). Текстура микрослоистая за счет органических остатков и направленности слойков. Содержание хлорита более 50 %, гидрослюды и ССО менее 15 %.

Каждый литотип представлен всевозможными сочетаниями песчаника, алевролита и глинистых прослоев, и разделение разреза пласта АВ1(1-2) происходило не только по значениям пористости, но и с привлечением

минералогического состава глин [24; 25]. Распределение глинистости и ее состава в литотипах представлено демонстрируют Таблице 2.4.

Тонкослоистая текстура коллектора, большое содержание глинистой компоненты, биотурбация негативно сказываются на фильтрационно-емкостных свойствах пласта. При достаточно высокой пористости породы характеризуются низкой проницаемостью и высокой водоудерживающей способностью. Средние и предельные значения петрофизических свойств литотипов представлены в Таблице 2.5.



а)

б)

Рисунок 2.12 – Образец месторождения N4

Песчаник мелко-тонкозернистый, алевроитовый, кварцево-граувакковый, с глинистым цементом, массивный, увеличение 100х

а) вид при скрещенных николях, б) вид в проходящем свете

Таблица 2.4 – Распределение глинистых минералов по литотипам

Литотип «рябчика»	Содержание, %			
	Каолинит	Хлорит	Гидрослюда	ССО
Сильно глинистый	19,5	43,8	23,9	12,8
Глинистый	16,9	50,7	19,8	12,6
Собственно	16,9	52,3	18,5	12,3
Опесчаненный	21,8	58,3	13,2	6,7

Таблица 2.5 – Свойства литотипов пласта

Литотип «рябчика»	Свойства		
	К _{по} , %	К _{пр} , мД	С _{гл} , %
Опесчаненный	23,6-26,2	5-23	5-30
Собственно	20,9-23,6	1-5	30-55
Глинистый	18,1-20,9	<1	55-80

Сильно глинистый «рябчик», преимущественно локализуемый в пласте АВ1(1), и глинистый «рябчик» являются коллекторами, но практически не имеют эффективной пористости, и, следовательно, не участвуют в процессах фильтрации флюидов. С точки зрения разработки данный тип коллектора непродуктивен.

Литотипы собственно «рябчик» и «опесчаненный рябчик», формирующие лучшие коллекторы пласта, по классификации А. А. Ханина относятся к низкопроницаемым породам V класса [44].

На прилегающем Самотлорском месторождении пласт формировался в различных частях области фронта дельты на подводном береговом склоне с преобладанием волновых процессов. При этом на востоке Самотлорского месторождения выделяется проксимальная часть дельты с направлением выноса обломочного материала с востока-северо-востока на запад, что предопределяет высокие значения проницаемости 100-1000 мД (Рисунок 2.13). В западной части месторождения наблюдается дистальная часть дельты и значения ФЕС снижаются до 10 мД [39; 40; 45]. Рассматриваемая группа месторождений расположена далее по направлению сноса обломочного материала, в ее пределах пласт в основном формировался в условиях продельтового склона и значения ФЕС варьируются в пределах 0,5-5 мД.

Опираясь на проведенные ранее региональные описания обстановок осадконакопления [46; 47; 48], описание керна и выявленной закономерности распространения пород по разрезу можно сделать вывод, что отложения пласта АВ1(1-2) формировались в обстановках речной дельтовой системы и относятся к зоне продельтового склона. Это наиболее удаленная (Рисунок 2.14) морская часть

дельтового комплекса, для которой характерно накопление в основном глин и алевритов. В пределах продуктивной толщи пласта АВ1(1-2) фации продельты представлены тонкослоистым линзовидно-волнистым переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевролитов с низким содержанием песчаного материала и высокой глинистостью [143].

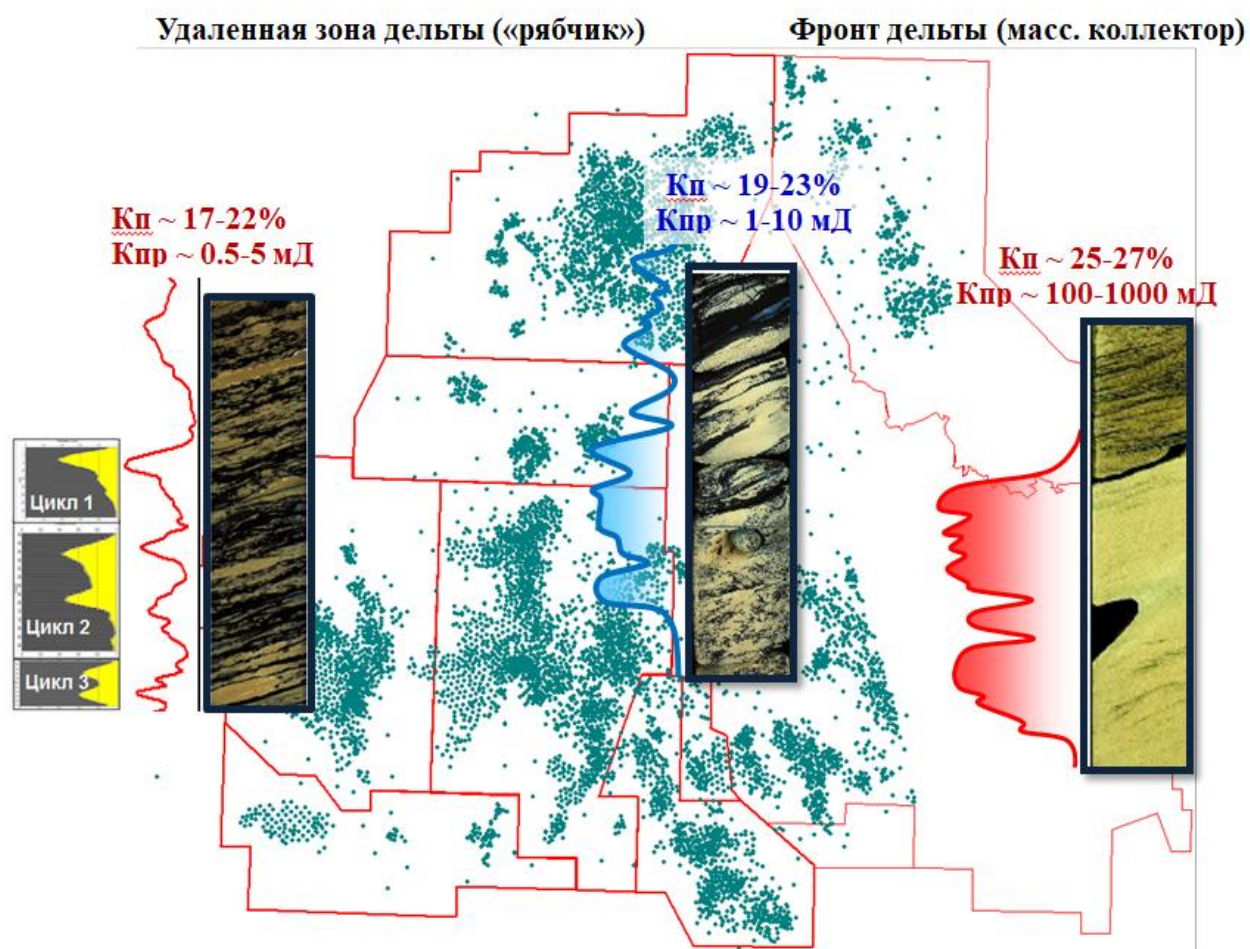


Рисунок 2.13 – Концептуальная схема изменения фациальных обстановок пласта АВ1(1-2)

Коллекторы подобного типа со слоистой глинистостью обладают пониженными удельными электрическими сопротивлениями. Это приводит к тому, что коллекторы в разрезе перестают отличаться от вмещающих глин или от водонасыщенных коллекторов [14]. При этом, даже при высокой слоистой глинистости выделенной пачки возможно получение промышленных притоков

нефти и газа. Это одна из характерных особенностей пластов типа «рябчик». Поэтому необходимо уделить особое внимание выделению коллекторов и определению эффективных толщин [144].

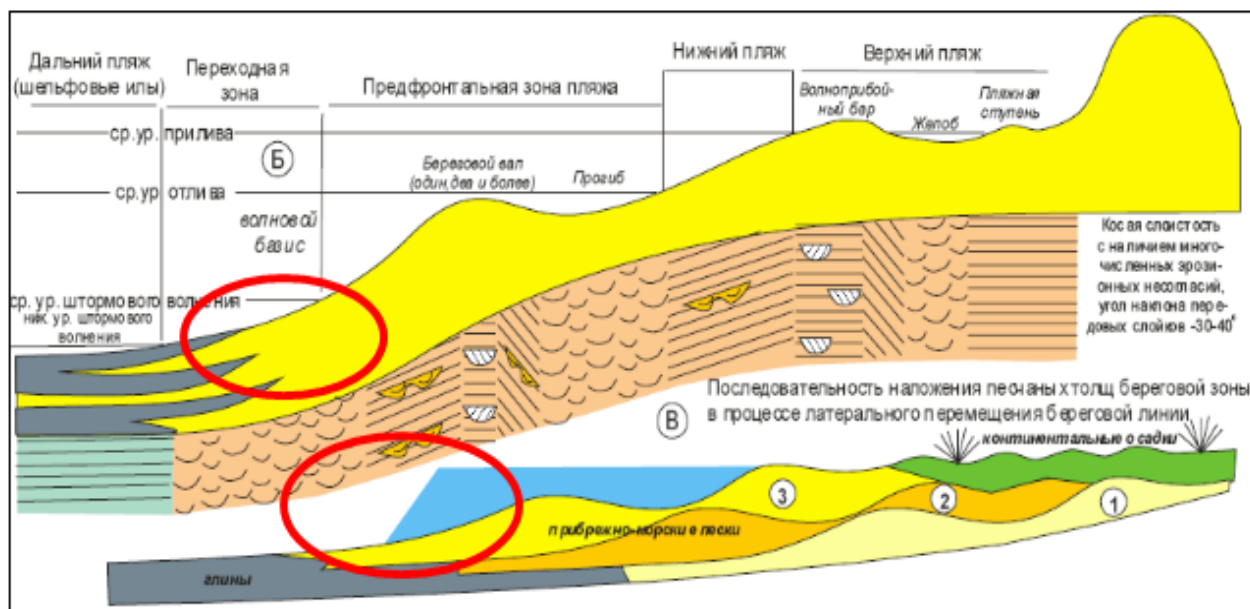


Рисунок 2.14 – Концептуальное расположение условий осадконакоплений пласта AB1(1-2)

Описанные выше особенности «рябчиковых» пород накладывают дополнительные требования на корректное построение петрофизической модели. Средняя толщина прослоев, составляющая первые десятки сантиметров, делает непригодным применение метода СП в силу недостаточной разрешающей способности и требует более детального анализа. Высокая расчлененность коллектора требует формирования систем разработки с применением ГРП. При этом выработанность и заводненность нижележащего высокопродуктивного пласта AB1(3) накладывает ограничение на геометрию трещины. Таким образом, для эффективного вовлечения запасов нефти в разработку, необходимо отдельно изучить и обосновать параметры проведения ГРП и системы разработки.

2.2 Анализ геолого-геофизической информации для литологического расчленения и оценки подсчетных параметров

Практически весь фонд скважин изучаемой площади в интервале рассматриваемого пласта охвачен стандартным комплексом ГИС, учитывающим специфику бурения разведочных и эксплуатационных скважин в регионе [49; 50]. В основном записаны методы СП, индукционного (ИК), бокового (БК), гамма (ГК) и нейтронного (НК) каротажа. Такие методы как ВИКИЗ и ГГК-п включены в обязательный комплекс в последние годы. Освещенность пласта данными ГИС приведена в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Объем записи ГИС в интервале пласта АВ1(1-2) на рассматриваемой группе месторождений

Кол-во скважин		Метод ГИС						
		ПС	ПЗ	ИК	ВИКИЗ	БКЗ	Кавер	Резис
Число скважин	7178	6241	5443	5097	1071	5463	1431	3370
Доля от общего числа скважин, %	100	86,9	75,8	71,0	14,9	76,1	19,9	46,9
Кол-во скв		Метод ГИС						
		БК	МБК	ГК	НК	ГГК-п	АК	ЯМК
Число скважин	7178	5332	686	6368	6164	755	239	2
Доля от общего числа скважин, %	100	74,3	9,6	88,7	85,9	10,5	3,3	0,03

Определение петрофизических зависимостей при подсчете запасов нефти для залежей в пласте АВ1(1-2) проводилось совместно для всей группы пластов АВ. Однако нижележащие пласты АВ1(3)-АВ8 формировались в континентальных условиях и обладают значительно лучшими ФЕС, как следствие - одновременный учет керновых данных по всей группе пластов АВ в одной петрофизической модели не позволяет корректно оценить параметры ФЕС «рябчиковых» песчаников. При проведении верификации керновых данных было установлено, что определение ФЕС проводились на образцах, отобранных преимущественно из пропластков, сложенных однородными алевритовыми песчаниками.

Из Таблицы 2.7, в которой приведены результаты статистической обработки данных основных ФЕС видно, что средневзвешенные значения свойств в коллекторах близки к средневзвешенным значениям общей выборки. Следовательно, можно сделать вывод, что отбором керна и исследованиями преимущественно охвачена лучшая с точки зрения ФЕС часть разреза пласта АВ1(1-2).

Таблица 2.7 – Распределение основных ФЕС по керну пласта АВ1(1-2)

Параметр	По общей выборке				По коллектору			
	Кол-во образцов	Мин.	Мах	Ср.взв.	Кол-во образцов	Мин.	Мах	Ср.взв.
К _{по} , %	763	1,9	26,2	18,6	309	11,7	26,2	19
К _{пр} , мД	530	0,01	71	3,9	36	0,23	71	4,1
К _{во} , %	157	39,9	97,8	82,7	67	39,9	93,6	80,5

Программа по целенаправленному извлечению и изучению образцов керна из глинизированных пропластков пласта АВ1(1-2) была осуществлена в 2017-18 гг. с целью доизучения интервалов и получения дополнительной информации для построения петрофизической модели.

Выделение эффективных толщин.

Как отмечено выше, существующая петрофизическая модель основана на применении метода СП, который не позволяет уверенно дифференцировать разрез при наличии тонкого переслаивания из-за низкой информативности в данных условиях. Это приводит к занижению оценки эффективных толщин, в результате чего на существующих подсчетных планах наблюдается большое количество зон замещения коллектора, нехарактерное для данного типа осадконакопления. Задача выделения коллекторов была решена с использованием двойного разностного параметра ГК (ΔI_γ), рассчитанного по формуле (1.11).

Для расчета двойного разностного параметра ГК в качестве опорного пласта с максимальным значением $I_\gamma^{\max}$ выбран пласт глин, залегающий в интервале пластов АВ1 и АВ2, а в качестве опорного пласта, характеризующегося минимальными значениями $I_\gamma^{\min}$, выбран пласт чистого песчаника, приуроченного к пласту АВ2(2). Для обоснования граничного значения ΔI_γ использован статистический метод, описанный В.И. Петерсилье [51]. Для выборки интервального описания кернового массива по критерию «коллектор/не коллектор» было рассчитано и сопоставлено значение кривой ΔI_γ , пример сводного планшета приведен на Рисунке 2.15.

Из полученного массива были извлечены распределения коллектора и не коллектора в зависимости от ΔI_γ (Рисунок 2.16). Для каждой зависимости построены графики кумулятивного распределения. По точкам пересечения графиков было определено граничное значения ΔI_γ для выделения коллекторов.

Для выделения и исключения из эффективной части разреза плотных интервалов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом, и плотными известняками, использовались стационарные методы НК. Плотные малопористые известняки, ангидриты, не размытые соли и другие породы, содержащие мало водорода, соответствуют самым высоким показаниям метода стационарного НК. По скважинам с использованием палеток рассчитана кривая водородосодержания (WНК). Кривая WНК позволяет произвести расчет

отношения концентрации атомов водорода в исследуемой среде к их концентрации в пресной воде.

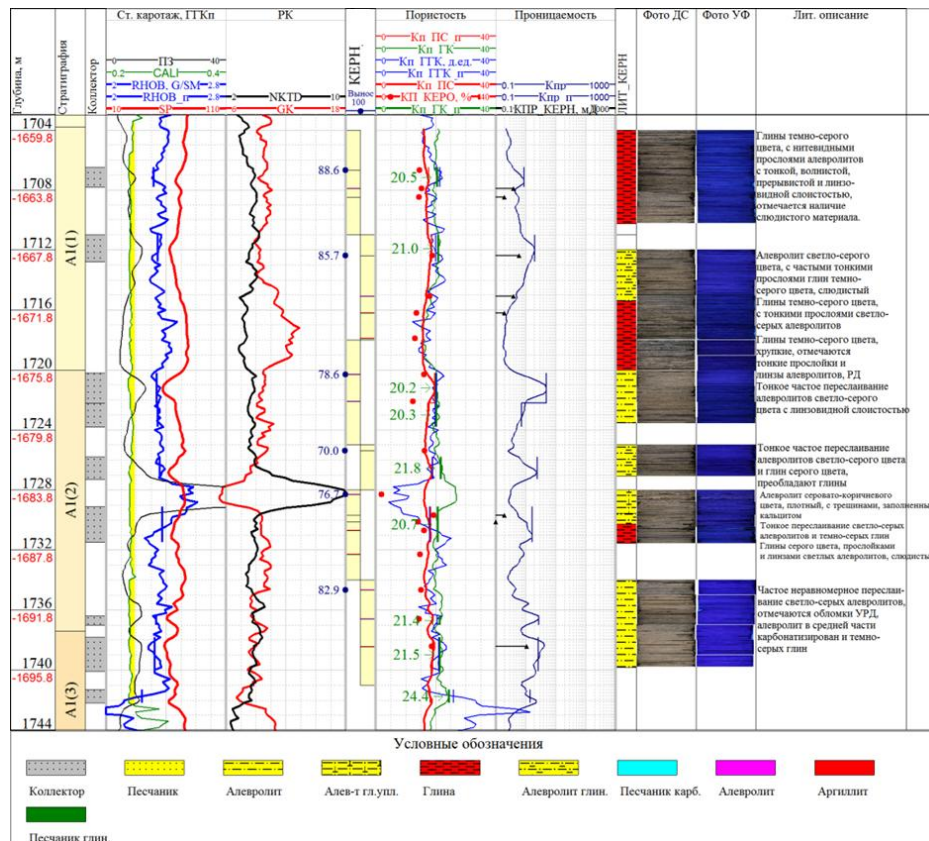


Рисунок 2.15 – Пример сводного планшета

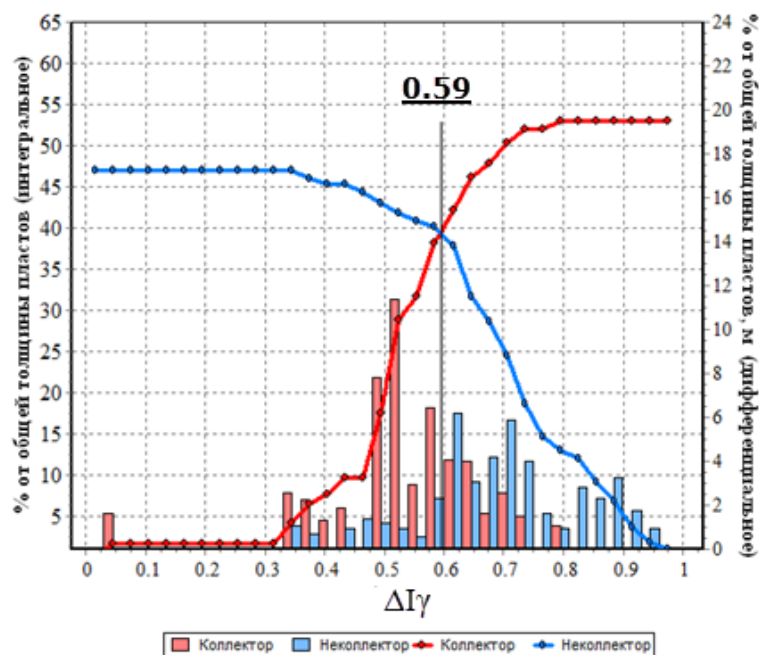


Рисунок 2.16 – Кумулятивные кривые распределения параметра $\Delta I\gamma$

К сожалению, на аппаратном уровне, из-за несовершенства метрологического обеспечения, практически невозможно контролировать качество записи методов ГИС, не имеющих нулевой линии. При обработке таких методов, при наличии сомнений, в качестве метрологической поверки приборов, используются методы контроля и качества записи ГИС. Примером такой методики является стандартизация показаний- математическое преобразование показаний методов в каждой скважине для устранения смещения нулевой линии и масштаба записи.

В данной работе применена настройка показаний методов на среднестатистические характеристики изучаемого разреза, т. е. показания методов НК подлежали статистической стандартизации. Она заключалась в линейном преобразовании показаний методов для получения близких распределений I_n для всех скважин. Пример распределений исходных показаний РК до проведения стандартизации по скважинам приведен на Рисунке 2.17 (а).

Преобразование показаний произведено в два этапа. На первом этапе по каждой скважине в интервале пластов АВ1 и АВ2 рассчитываются средние (2.1) и среднеквадратические отклонения (2.2) в исходных (нестандартизованных) единицах ($I_{исх.ср}$, $\sigma_{исх}$):

$$I_{исх.ср} = \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{n}, \quad (2.1)$$

$$\sigma_{исх} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_i - I_{ср})^2}{n}}, \quad (2.2)$$

где I_i – показания методов в i -ой точке разреза;

n – число точек в рассматриваемом интервале.

На втором этапе по каждой скважине исходные показания $I_{исх}$ переведены в стандартизованные $I_{ст}$ путем расчета по формуле:

$$I_{ст} = [(I_{исх} - I_{исх.ср}) / \sigma_{исх}] \cdot \sigma_{ст} + I_{ср.ст}, \quad (2.3)$$

где $I_{ср.ст}$ - среднее значение эталонного распределения;

$\sigma_{ст}$ – среднеквадратическое отклонение эталонного распределения.

Эталонные параметры ($I_{\text{ср.ст}}$, $\sigma_{\text{ст}}$) получены в результате построения распределений исходных параметров $I_{\text{п}}$ по скважинам с хорошим качеством записи. Применительно к рассматриваемому набору скважин получены следующие параметры: $I_{\text{ср.ст}}=2,460$ у.е.; $\sigma_{\text{ст}}=0,378$ у.е.;

В результате описанных операций показания кривой НК ограничены эталонными статистическими характеристиками (средним значением и среднеквадратичным отклонением), но сохраняется форма распределения (Рисунок 2.17 (б)), что аналогично ограничению по двойному разностному параметру ΔI в пределах от нуля до одного.

Аналогично описанному выше алгоритму были стандартизированы кривые водородосодержания (Рисунок 2.18) нормировочные значения составили $I_{\text{ср.ст}} = 0,290$ д. ед. и $\sigma_{\text{ст}} = 0,032$ д. ед. Для определения граничных значений с целью выделения коллекторов использован статистический анализ сопоставления комплекса данных ГИС (ΔI_{γ} , $W N K_{\text{ст}}$) с описанием керна [51]. Далее на график было нанесено условное обозначение литотипа образца керна в соответствии с рассчитанными значениями ΔI_{γ} и $W N K_{\text{ст}}$ (Рисунок 2.19). Кластеризация литотипов по значениям ΔI_{γ} и $W N K_{\text{ст}}$ говорит о возможности применения методики в целях обоснования граничных значений для выделения коллекторов в разрезе. В качестве граничных значений выделения коллекторов пласта АВ1(1-2) приняты $\Delta I_{\gamma} > 0,59$ и $W N K_{\text{ст}} > 0,26$.

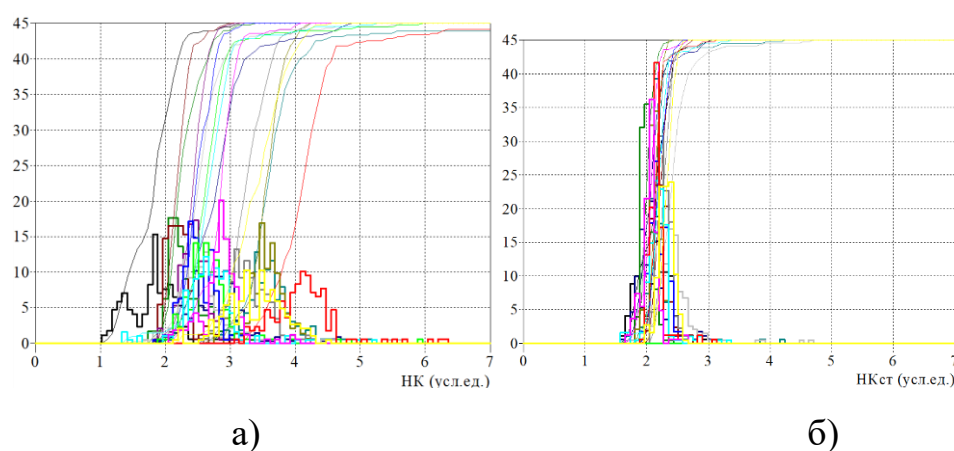


Рисунок 2.17 – Распределение значений НК в интервале пласта АВ1(1-2)

а) до стандартизации б) после стандартизации

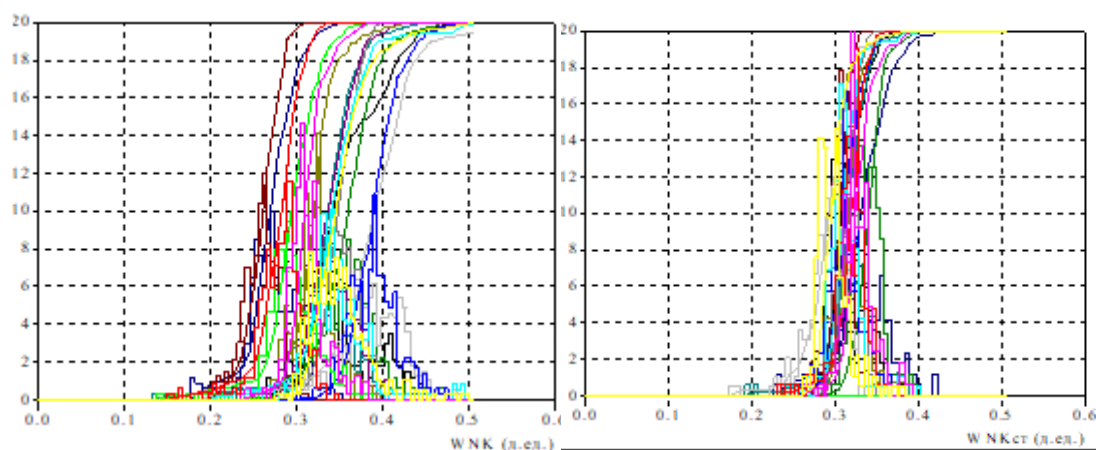


Рисунок 2.18 – Распределение значений WNK в интервале пласта AB1(1-2)

а) до стандартизации б) после стандартизации

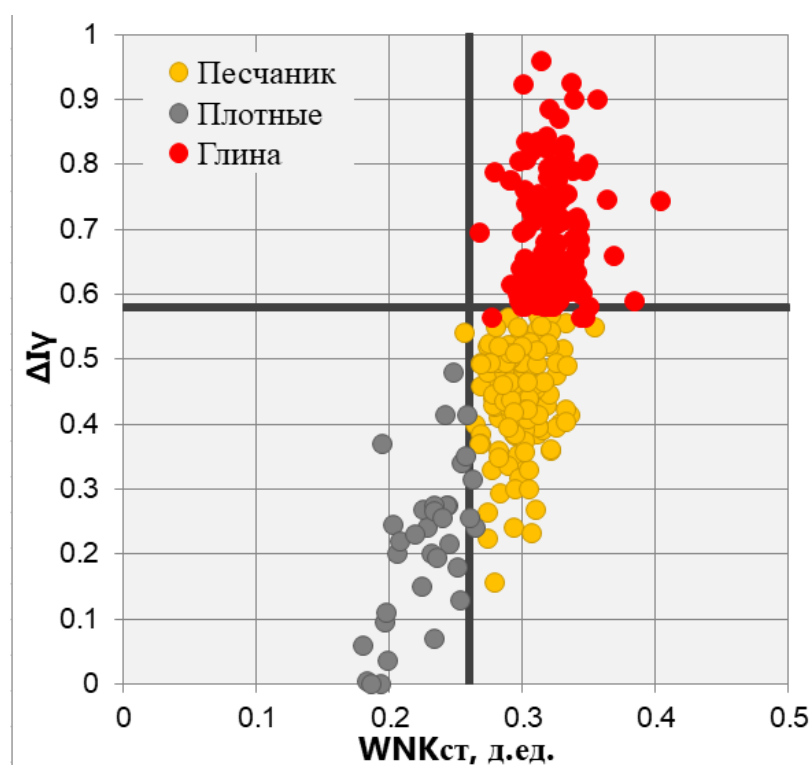


Рисунок 2.19 – Определение граничных значений для пласта AB1(1-2)

Для контроля качества полученных результатов проведено сравнение эффективных толщин, определённых по керну и по граничным значениям ГИС (ΔI_{γ} , $WNK_{ст}$). Оно показало, что расхождение в наблюдаемых по керну и выделенных эффективных толщин имеет относительную погрешность не более 5% (Таблица 2.8). Также для последующей оценки пористости была установлена корреляционная связь между $WNK_{ст}$ и $I_{ст_нкг}$ (Рисунок 2.20).

Таблица 2.8 – Сопоставление наблюдаемых и рассчитанных эффективных толщин пласта АВ1(1-2)

Скважина	Эффект. мощность по керну, м	Эффект. ощность по ГИС, м	Расхождение	
			абс., м	отн., %
Well-1	13,2	12,7	0,5	3,9
Well-2	5,2	5,42	-0,2	-4,1
Well-3	2,4	2,3	0,1	4,3
Well-4	5,1	5,32	-0,2	-4,1
Well-5	7,0	7,36	-0,4	-4,9
Итого	32,9	33,2	-0,6	-0,9

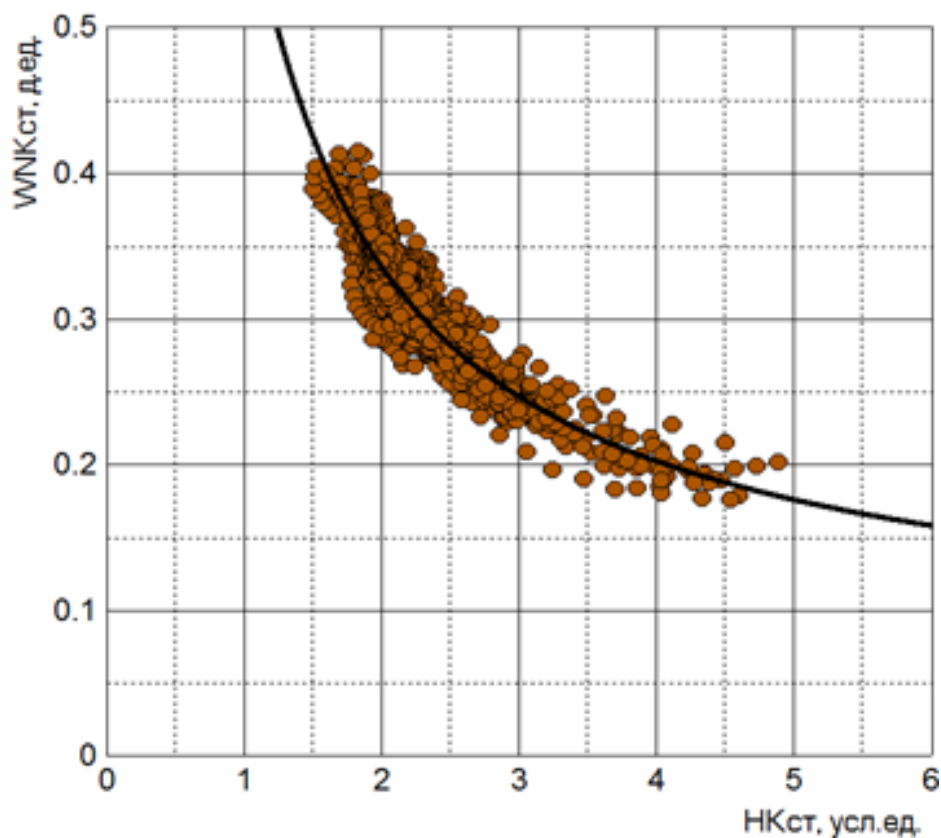


Рисунок 2.20 – Зависимость $WNK_{ст}$ ($I_{ст_нкст}$) пласта АВ1(1-2)

Определение пористости.

Основными методами определения коэффициента пористости являются независимые друг от друга методы ГИС: стационарный НК, АК, ГГК-п, ЯМК.

Показания этих методов определяются величиной $K_{по}$ и вкладом глинистого материала. Кроме того, в ряде районов, где пористость коллекторов связана со степенью заполнения пор глинистым материалом определение $K_{по}$ возможно проводить по методам глинистости (ПС, ГК). [9]. Рассмотрим применимость каждого из методов к рассматриваемому случаю:

Определение пористости по ЯМК.

Использование метода ЯМК для определения $K_{по}$ базируется на возможности прямого определения водородосодержания флюидов, находящихся в поровом пространстве горной породы. ЯМК является методом, который позволяет получить информацию о распределении пористости и определить различные компоненты общей пористости [51]:

- общая пористость;
- пористость глин;
- пористость, занятая капиллярно связанной водой;
- пористость, занятая остаточной водой;
- эффективная пористость;
- каверновая и поровая емкость для карбонатного разреза.

При всех плюсах данного метода ГИС для определения $K_{по}$ необходимо отметить, что используется он крайне редко. На исследуемой площади в интервале пласта АВ1(1-2) запись ЯМК проведена всего на двух скважинах, что делает невозможным его массовое применение для оценки $K_{по}$, однако данные, полученные методом ЯМК, могут быть учтены для проверки зависимостей, полученных другими методами.

Определение пористости по АК.

Существует несколько методов определения зависимости $K_{по}$ по данным АК (ΔT) [51]:

- на представительной выборке образцов керна в термобарических условиях, идентичных пластовым (зависимость «керна-керна»);

- определение $K_{по}$ на образцах керна из интервалов с высоким процентом выноса и определении ΔT по ГИС (зависимость «кern-ГИС»);
- на основании зависимостей, полученных на основе анализа и обобщения экспериментальных и теоретических исследований [52; 53; 54].

Минус для рассматриваемой группы месторождений всех этих методик заключается в необходимости использования керновых данных в т.ч. для уточнения коэффициентов обобщенных моделей. Применение формулы В. Г. Фоменко (2.4) [55], учитывающей влияние глинистости, также затруднительно, так как кривая СП в пласте АВ1(1-2) вследствие ухудшенных ФЕС имеет сглаженную форму.

$$\Delta T = 0,175 * K_{по}^2 * (\alpha_{пс} - 0,05)^{-0,5} + 180, \quad (2.4)$$

где ΔT – время пробега волны на единицу длины;

0,175 – комплексный множитель, необходимый для учета размерностей и степени уплотнения пород.

Применение обобщенной зависимости неоднократно апробировано на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На практике ее применение ограничено необходимостью уточнения комплексного множителя для каждого объекта. Для этих целей коллективом авторов [56] предложен подход, направленный на его уточнение на основании исследований керна. Для этого по пластам с большим количеством исследованных образцов керна решалась обратная задача относительно комплексного множителя и известных параметров ($K_{по}$, ΔT , $\Delta T_{ск}$ и $\alpha_{пс}$).

Несмотря на применение обобщенной формулы, была получена высокая сходимость с керновыми определениями $K_{по}$ ($R^2=0,645$) (Рисунок 2.21). Однако масштабирование данной методики на весь фонд скважин, как и в случае с ЯМК, ограничено количеством проведенных исследований. Исследованиями АК охвачено менее 4% скважин (Таблица 2.6). При этом о достоверности выборки однозначно говорить нельзя т.к. запись АК произведена только в 6 скважинах с отбором керна.

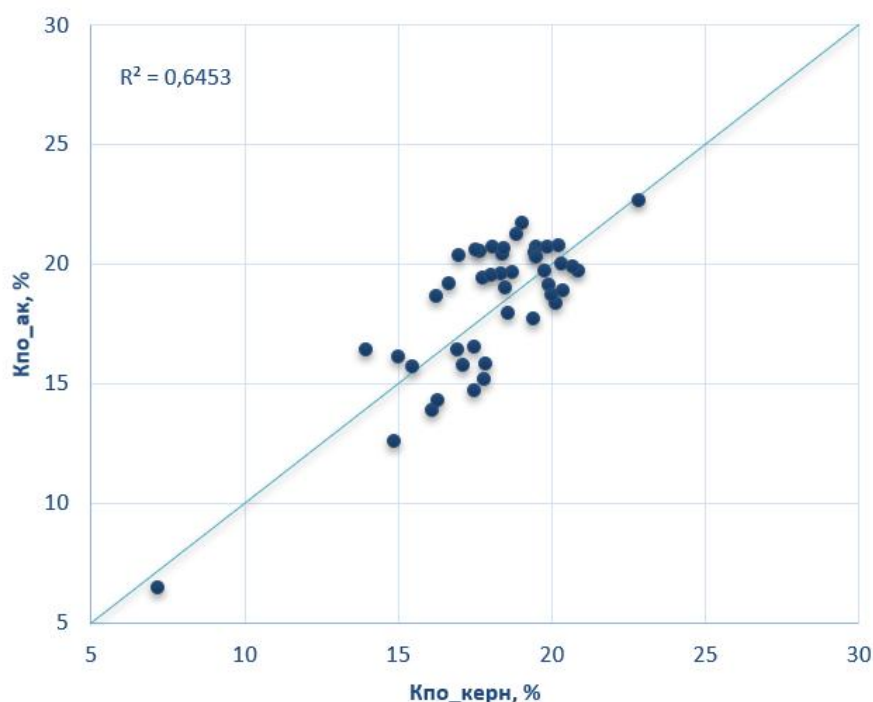


Рисунок 2.21 – Кросс плот сравнения $K_{по}$ пласта АВ1(1-2) по керну и рассчитанного по АК

Определение пористости по НК.

Одним из основных источников информации для определения $K_{по}$ является стационарный НК. Метод основывается на связи его показаний с водородосодержанием пород. Водородосодержание связано с общей пористостью и глинистостью следующим уравнением [51]:

$$K_{по} = WNK_{ст} - C_{гл} * \omega_{гл}, \quad (2.5)$$

где $C_{гл}$ – объемная глинистость;

$\omega_{гл}$ –водородный индекс глин, определяемый по данным анализа глин в образцах керна.

Для расчета $C_{гл}$ построена зависимость (Рисунок 2.22) между $C_{гл}$, определенного при лабораторных исследованиях гранулометрического состава керна и $\Delta I\gamma$.

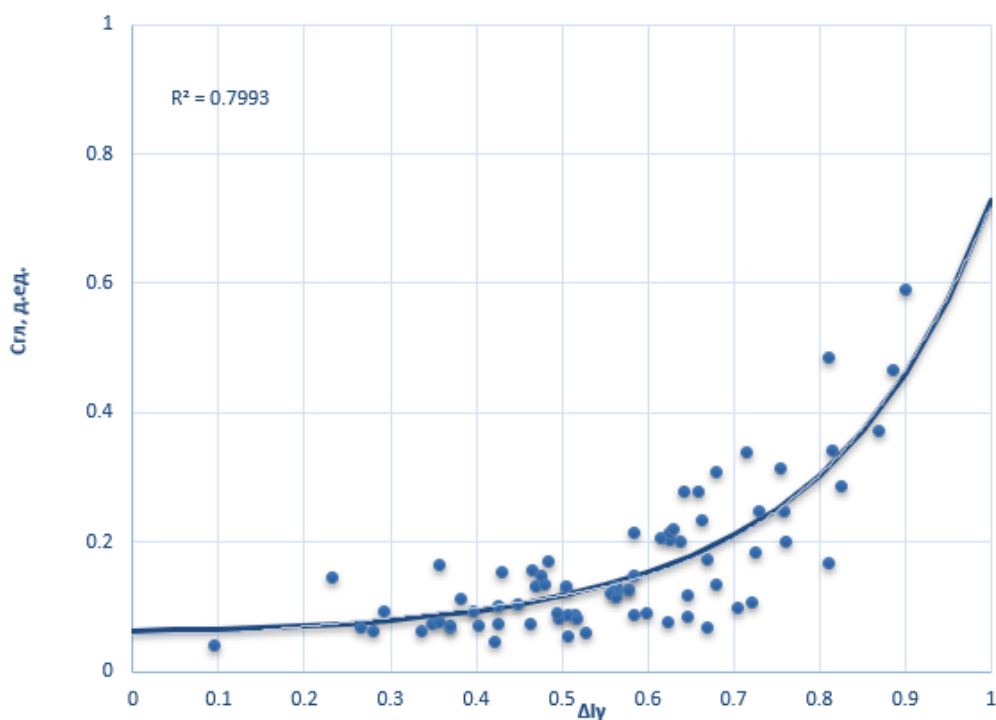


Рисунок 2.22 – Зависимость $C_{\text{гл}}(\Delta I\gamma)$ пласта АВ1(1-2)

Для дальнейших расчетов $\omega_{\text{гл}}$ принят равным 0,312, это значение складывается из водородного индекса каолинита, хлорита, гидрослюда и ССО пропорционально их доли в глинистом материале (Рисунок. 2.3). Значения $\omega_{\text{гл}}$ для каждой составляющей приведены в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Принятые значения водородных индексов

Минерал	Водородный индекс
Каолинит	0,36
Хлорит	0,34
Гидрослюда	0,19
ССО	0,337

Сопоставление рассчитанных по формуле 2.5 значений $K_{\text{по}}$ с данными керна представлено на Рисунке 2.23. Низкий коэффициент корреляции ($R^2=0,483$) объясняется рядом факторов:

1. Абсолютное большинство записей нейтронного каротажа проводилось не эталонированной аппаратурой;
2. В большинстве случаев запись велась зондом НГК. Эта модификация нейтронного каротажа при пресных пластовых водах практически не дифференцирует глинистые и песчаные отложения;
3. Исследования методом НК зачастую проведено уже в обсаженной скважине, что ведет к снижению информативности из-за влияния цементного камня;

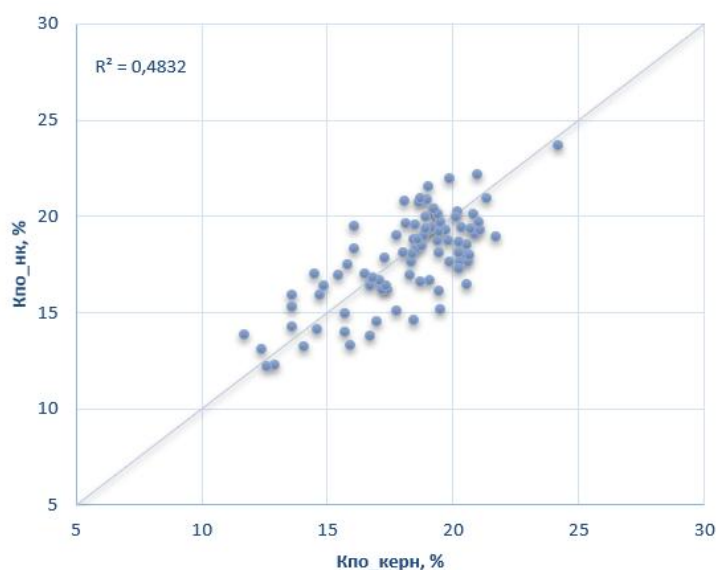


Рисунок 2.23 – Кросс плот сравнения $K_{по}$ пласта АВ1(1-2) по керну рассчитанного по НК

Определение пористости по ГГК-п.

Величина, регистрируемого при записи ГГК-п параметра, зависит от плотности потока γ -излучения, рассеянного на электронах элементов горной породы. На основании зарегистрированных импульсов рассчитывается объёмная плотность (δ) горной породы. Расчет $K_{по}$ с использованием данных ГГК-п производится согласно следующему уравнению:

$$K_{по} = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_{ж}}, \quad (2.6)$$

где $\delta_{ск}$ – плотность скелета горной породы;

$\delta_{ж}$ – плотность флюида;

δ – рассчитанная на основании метода ГГК-п объёмная плотность породы, г/см³.

Сопоставление рассчитанных по формуле 2.6 значений $K_{по}$ с данными керна представлено на Рисунке 2.24. Низкая сходимость $K_{по}$ рассчитанного и определенного по керновым данным, как и в случае с НК, обусловлена низким качеством эталонировки приборов.

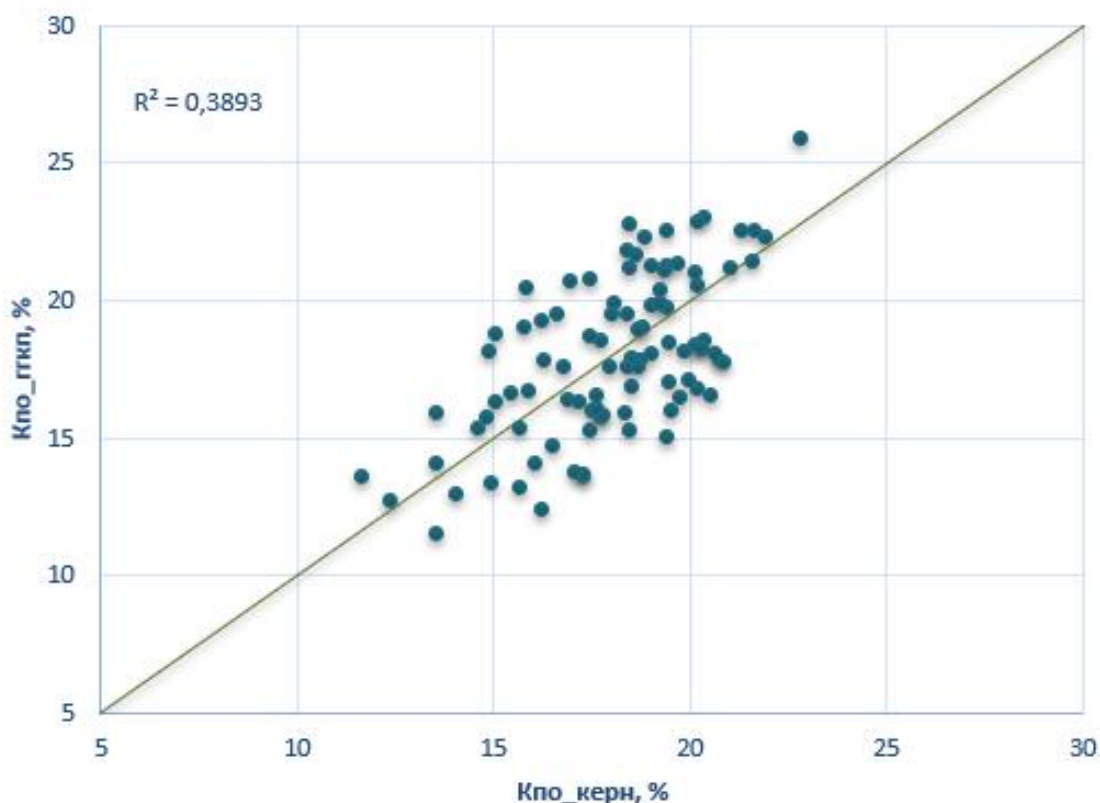


Рисунок 2.24 – Кросс плот сравнения $K_{по}$ пласта АВ1(1-2) по керну и рассчитанного по ГГК-п

Определение пористости по ПС.

Выявление корреляционной зависимости $K_{по}$ и $\alpha_{сп}$ получено путем сопоставления значения $K_{по}$, определенными в результате исследования керна, и $\alpha_{сп}$ в данном интервале (Рисунок 2.25).

Низкий коэффициент корреляции ($R^2=0,4664$) обусловлен рядом факторов, которые накладывают ограничения на применения метода ПС для расчета $K_{по}$ пласта АВ1(1-2) [57]:

- наличие маломощных пропластков;
- отсутствие мощных выдержанных пластов, которые могут быть использованы в качестве опорных;
- высокий разброс значений $K_{по}$ и $C_{гл}$ по разрезу.

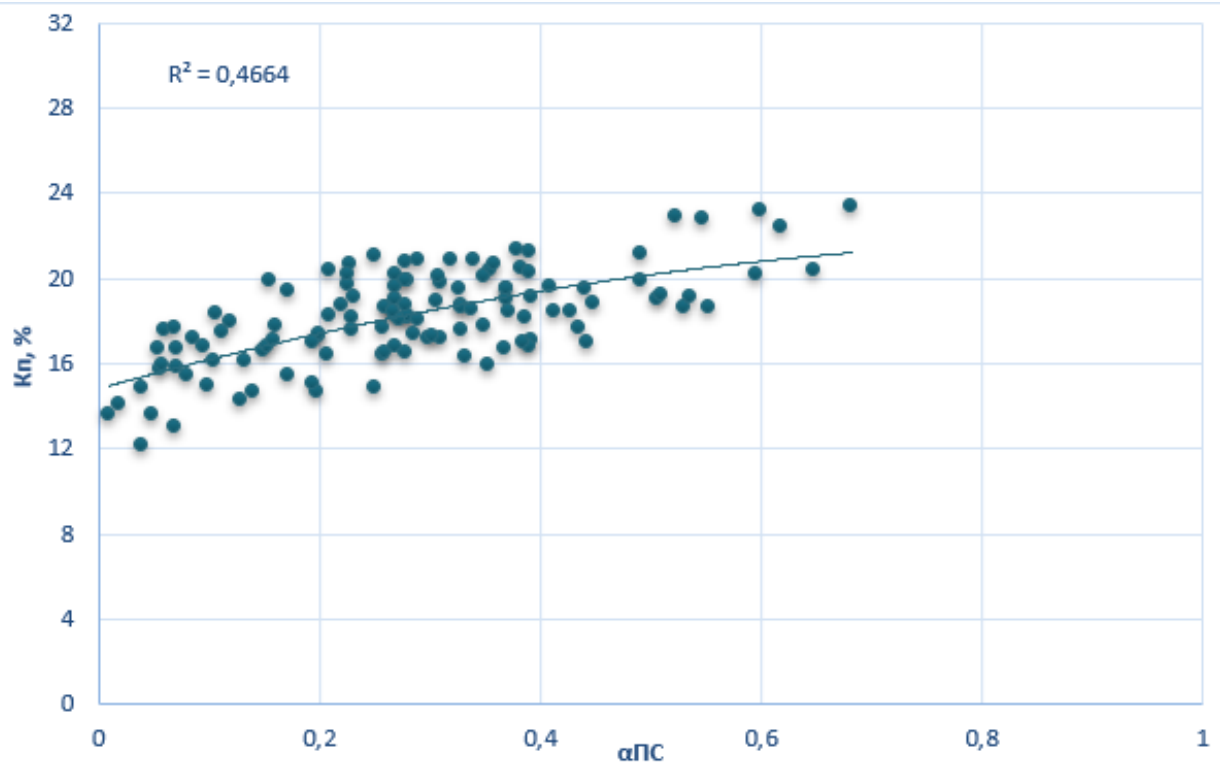


Рисунок 2.25 – Зависимость $K_{по}(\alpha_{сп})$ пласта АВ1(1-2)

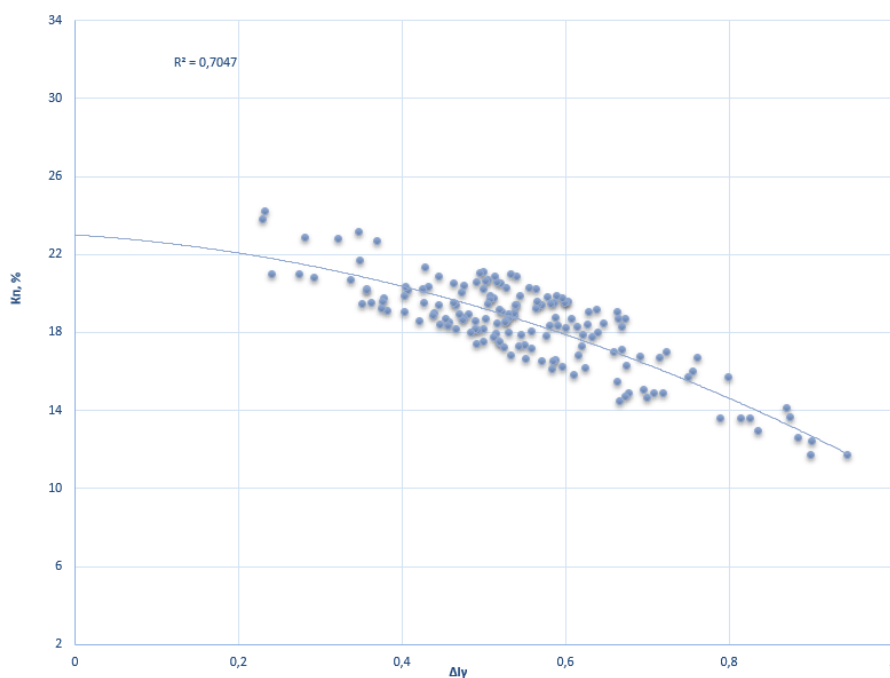
Определение пористости по ГК.

Как и в случае с ПС, определение $K_{по}$ по ГК, базируется на наличии связи $K_{по}=f(C_{гл})$ и $C_{гл}=f(I_\gamma)$, что позволяет восстановить зависимость $K_{по}=f(\Delta I_\gamma)$. В целом алгоритм восстановления зависимости идентичен, как и для метода ПС (Рисунок 2.26).

Сравнение полученных данных с керновым массивом приведено в Таблице 2.10. Наименьшая абсолютная погрешность в определении пористости наблюдается у методов ГК и АК. Учитывая вышеописанные недостатки применимости АК для оценки пористости выбран метод ГК.

Таблица 2.10 – Расхождение фактического и расчетного коэффициента пористости

Метод		Керн	ПС	ГК	ГГК-п	НК	АК
Среднее		18,1	18,4	18,2	17,5	17,4	18,3
Корреляция		-	0,46	0,70	0,39	0,48	0,65
Расхождение	абс. %	-	-0,3	-0,1	0,6	0,7	-0,2
	отн. %	-	-1,8	-0,4	3,5	3,8	-0,9

Рисунок 2.26 – Зависимость $K_{по}(\Delta I\gamma)$ пласта АВ1(1-2)

Определение коэффициента нефтенасыщенности.

В основе определения коэффициентов нефтенасыщенности лежат связи, основанные на уравнении Арчи-Дахнова (2.7) [58]:

$$K_H = \sqrt[n]{\frac{a}{K_{по}^m} \times \frac{\rho_B}{\rho_{п}}} , \quad (2.7)$$

$$\rho_{п} = a \cdot \rho_B \cdot K_{п}^{-m} \cdot K_H^{-n} , \quad (2.8)$$

$$P_H = \rho_{п} / \rho_{вп} = \rho_{п} / P_{п} \cdot \rho_B , \quad (2.9)$$

$$K_B + K_H = 1 , \quad (2.10)$$

$$P_{п} = f(K_{п}) , \quad (2.11)$$

$$P_H = f(K_B), \quad (2.12)$$

где K_H – коэффициент нефтенасыщенности;

P_H – параметр насыщения, определяемый как отношение УЭС породы, насыщенного флюидом, к УЭС полностью водонасыщенной породы;

ρ_p и $\rho_{вп}$ – УЭС породы и УЭС полностью водонасыщенной породы;

a – константа, пропорциональная извилистости пор;

n – коэффициент насыщенности, зависящий от смачиваемости пород и геометрии пор;

m – коэффициент, зависящий от уплотнения породы и извилистости пор;

P_p – параметр пористости, равный отношению УЭС полностью водонасыщенной породы к УЭС флюида, заполняющего породу;

ρ_p и $\rho_{вп}$ – УЭС породы и УЭС полностью водонасыщенной породы;

K_B и K_H – коэффициенты водо- и нефтенасыщенности.

Для определения P_p и P_H использованы измерения удельных электрических сопротивлений при различной водонасыщенности образцов керна, на основе которых восстановлены зависимости в виде степенных функций:

$$P_p = a/K_{по}^m, \quad (2.13)$$

$$P_H = b/K_B^n, \quad (2.14)$$

где m – коэффициент, характеризующий структуру порового пространства,

n – смачиваемость горной породы.

Сопротивление пласта ρ_p и коэффициент пористости $K_{по}$ определены по материалам ГИС. Определения УЭС пластовой воды ρ_v при отсутствии прямых измерений осуществлено по специальной палетке в зависимости от минерализации и температуры [9].

Минерализация пластовой воды определена по результатам химических анализов проб и принята равным 21,6 г/л. При принятой минерализации и температуре 67,8 °С сопротивление пластовой воды составляет 0,139 Ом*м.

Восстановленные графики зависимостей 3.13 и 3.14 для определения коэффициента нефтенасыщенности пласта АВ1(1-2) представлены на Рисунке 2.27.

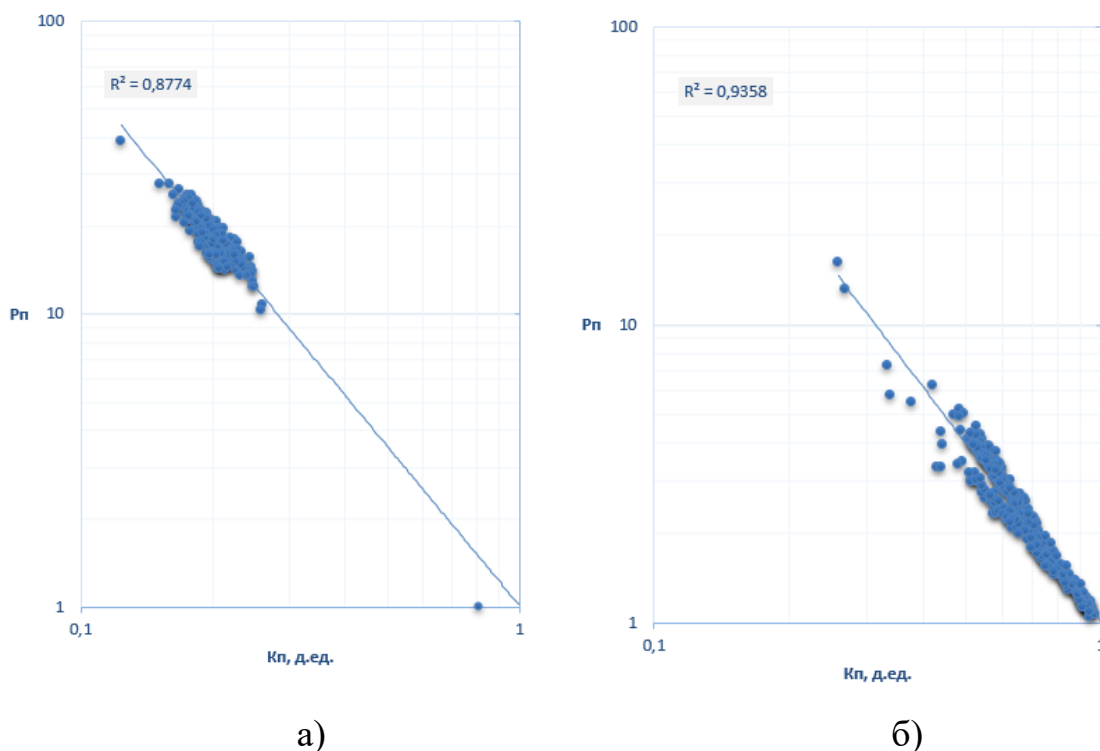


Рисунок 2.27 – Зависимости для определения а) параметра пористости и б) параметра насыщенности пласта АВ1(1-2)

Определение проницаемости.

Определение зависимости проницаемости ($K_{пр}$) от $K_{по}$ было основано на зависимости «керна-керна». Анализ образцов керна (Рисунок 2.28) показал, что разброс в непродуктивной части разреза обусловлен глинистыми и плотными образцами, которые надежно выявляются по кривым ГИС и не являются коллекторами. После исключения данных образцов из выборки корреляция стала существенно выше. Как видно из диаграммы, кластеры литотипов перекрываются и группируются в единый тренд. Исходя из этого, петрофизические зависимости рассчитаны по общей выборке и применимы для всех литотипов [144].

Аналогичным способом восстановлены основные петрофизические зависимости $K_{пр}=f(K_{по})$, $K_{во}=f(K_{по})$, $K_{пр}=f(K_{во})$, $\delta_{п}=f(K_{по})$, представленные в сводной Таблице 2.11. Их сравнения с зависимостями подсчета запасов нефти представлены на Рисунке 2.29.

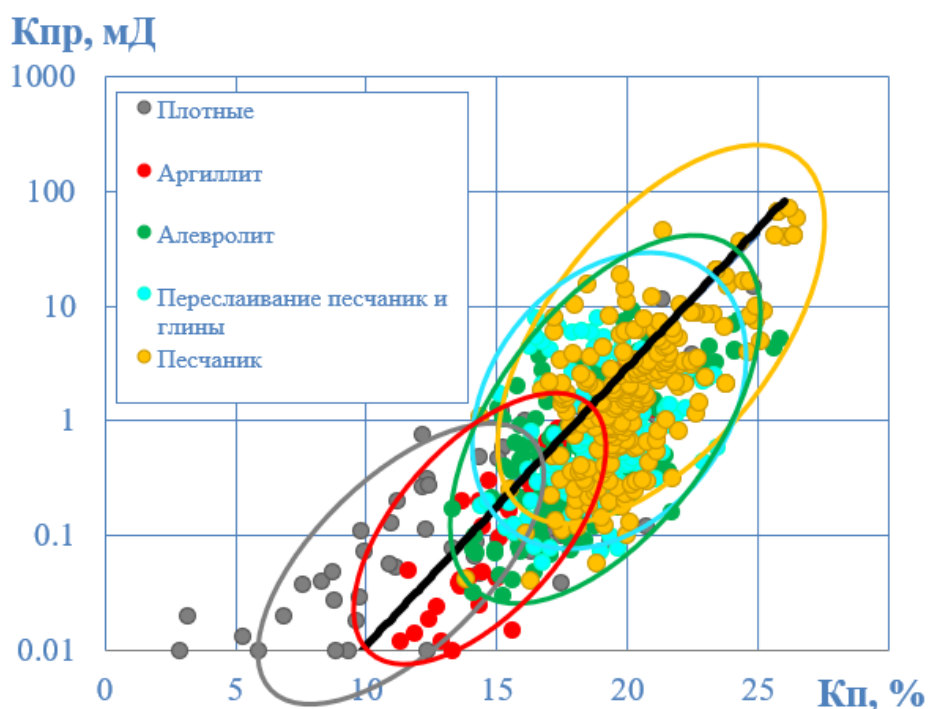
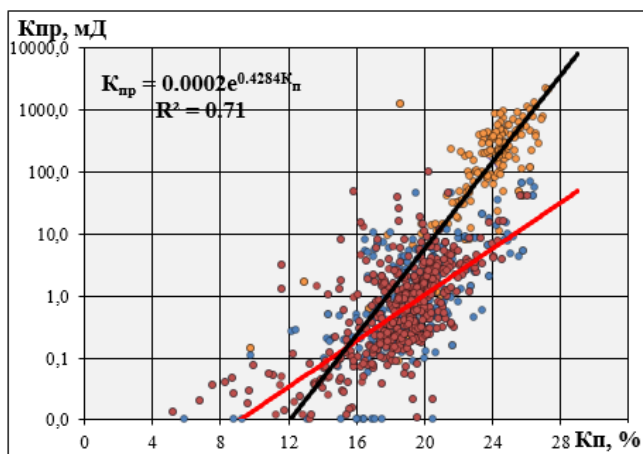


Рисунок 2.28 – Кросс-плот связи $K_{пр}$ и $K_{по}$ литотипов пласта АВ1(1-2)

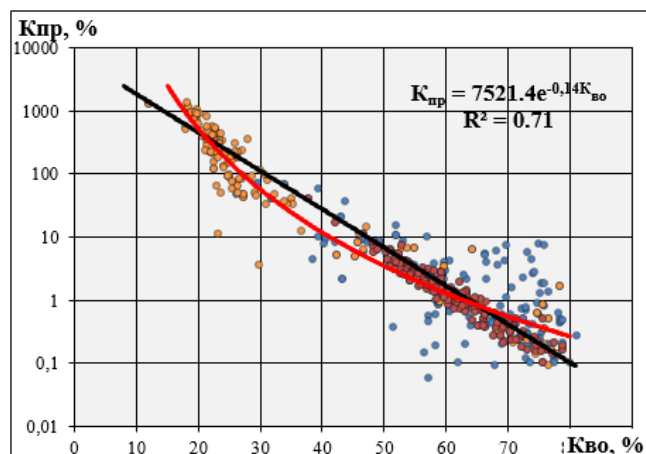
По результатам анализа кернового массива (Рисунок 2.30) получены собственные для пласта АВ1(1-2) граничные значения петрофизических параметров: $K_{погр} = 18,5 \%$, $K_{пргр} = 0,5$ мД, $K_{вогр} = 75,8 \%$, $K_{поэфгр} = 4,3 \%$.

Таблица 2.11 – Сводная таблица петрофизических значений и зависимостей

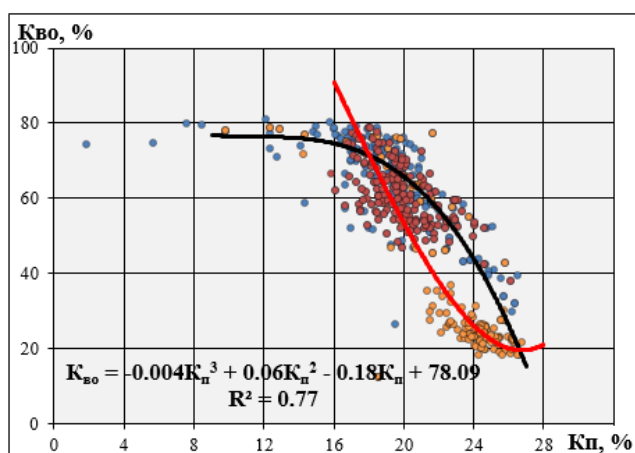
$\Delta I_{гр}$	$K_{по гр}$	$K_{по эфф гр}$	$K_{пр гр}$	$K_{н гр}$	ρ_v	C_v	T
д, ед,	%	%	мД	%	Ом м	г/л	°С
0,59	18,5	4,3	0,5	16,8	0,139	21,6	67,8
$K_{по} = f(\Delta I_{гр})$			$K_{по} = -9,72 \Delta I_{гр}^2 - 2,69 \Delta I_{гр} + 23,01$				
$P_{п} = f(K_{по})$			$P_{п} = 1,009 * K_{по}^{-1,805}$				
$P_{н} = f(K_{в})$			$P_{н} = 1,015 * K_{в}^{-1,968}$				
$K_{пр} = f(K_{по})$			$K_{пр} = 0,0002 e^{0,4284 K_{по}}$				
$K_{пр} = f(K_{во})$			$K_{пр} = 7521,4 e^{-0,14 K_{во}}$				
$K_{во} = f(K_{по})$			$K_{во} = -0,004 * K_{по}^3 + 0,06 * K_{по}^2 - 0,18 * K_{по} + 78,09$				
$\delta = f(K_{по})$			$\delta = -0,0302 * K_{по} + 2,7381$				



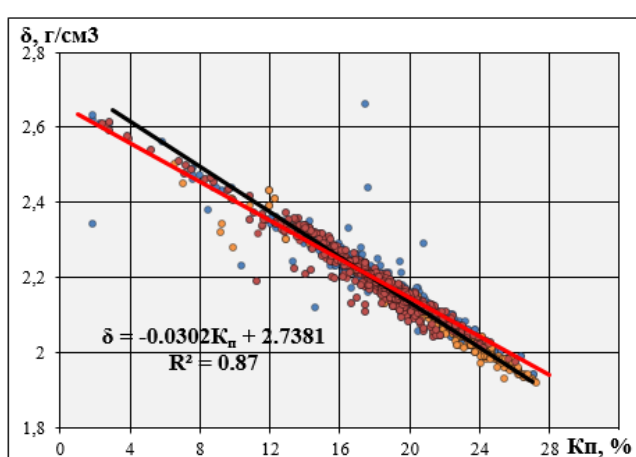
а)



б)



в)



г)

- АВ1(1-2), учтенные в ПЗ
- АВ1(1-3) и АВ2
- АВ1(1-2) новый керн
- Зависимость для АВ1(1-2) с учетом новых исследований
- Зависимость ПЗ для группы пластов АВ

Рисунок 2.29 – Сравнение основных петрофизических зависимостей пласта АВ1(1-2) с принятыми при подсчете запасов нефти для пластов группы АВ:

- а) проницаемости $K_{пр}$ от пористости $K_{по}$;
- б) проницаемости $K_{пр}$ от остаточной водонасыщенности $K_{во}$
- в) остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости $K_{по}$;
- г) объемной плотности $\delta_{п}$ пород от пористости $K_{по}$.

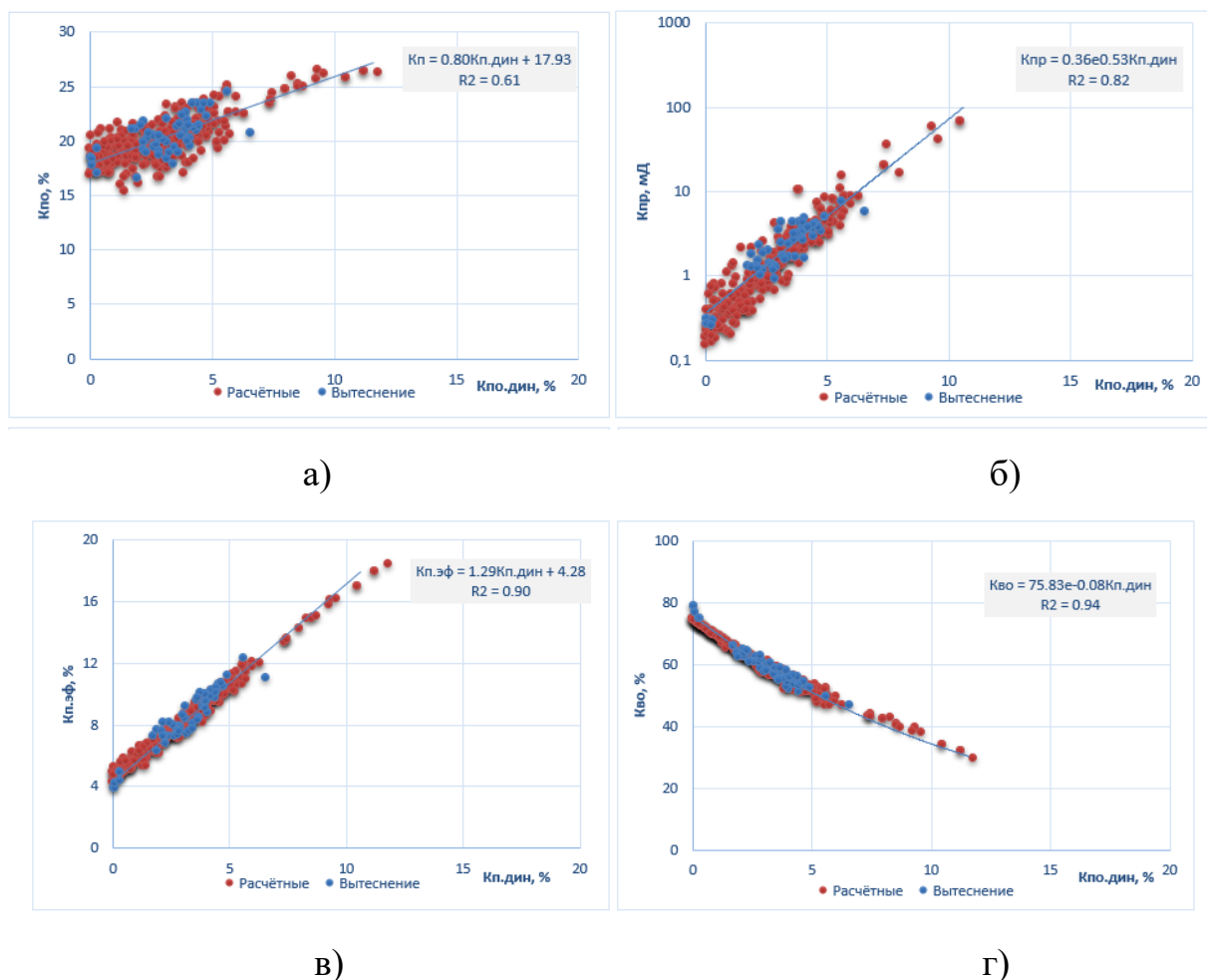


Рисунок 2.30 – Определение граничных значений пласта АВ1(1-2):

- а) пористости $K_{по}$ б) проницаемости $K_{пр}$
 в) эффективной пористости г) водонасыщенности $K_{во}$.

Анализ промежуточных результатов.

В Таблице 2.12 приведены значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по ряду скважин, рассчитанные по ранее принятым зависимостям подсчета запасов (ПЗ) для пластов группы АВ и по полученным зависимостям для пласта АВ1(1-2). Пористость, в среднем, снизилась на 3%, изменение обусловлено выделением интервалов эффективных толщин с низкими ФЕС, которые ранее были отнесены к неколлектору.

Снижение проницаемости более чем в четыре раза связано с исключением из статистики высокопроницаемых коллекторов пласта АВ2 (Рисунок 2.29) и отбором керна из слабопроницаемых интервалов пласта АВ1(1-2). Снижение средней

нефтенасыщенности связано увеличением остаточной водонасыщенности за счет увеличения средней глинистости.

Таблица 2.12 – Сравнение параметров скважин, рассчитанных по принятым и новым зависимостям

Скважина	ПЗ			А1(1-2)		
	К _{по} , %	К _{пр} , мД	К _н , %	К _{по} , %	К _{пр} , мД	К _н , %
W1	22,3	18,7	39,5	21,3	3,7	33,5
W2	22,0	1,3	38,3	21,7	5,4	31,1
W3	22,0	14,2	40,1	20,8	2,5	31,4
W4	21,7	2,2	35,2	20,2	1,7	23,0
W5	19,2	0,7	31,3	19,1	0,7	15,9
W6	20,2	5,9	39,7	19,9	2,7	23,8
W7	21,4	9,0	37,8	20,6	2,4	23,0
W8	19,9	19,7	31,3	19,5	1,0	16,7
W9	22,9	67,9	38,0	22,2	6,6	30,9
Среднее	21,3	15,5	36,8	20,6	3,0	25,5
Расхождение			абс.	-0,7	-12,5	-11,3
			отн.	-3%	-423%	-44%

2.3 Построение уточненной геологической модели и подсчет запасов

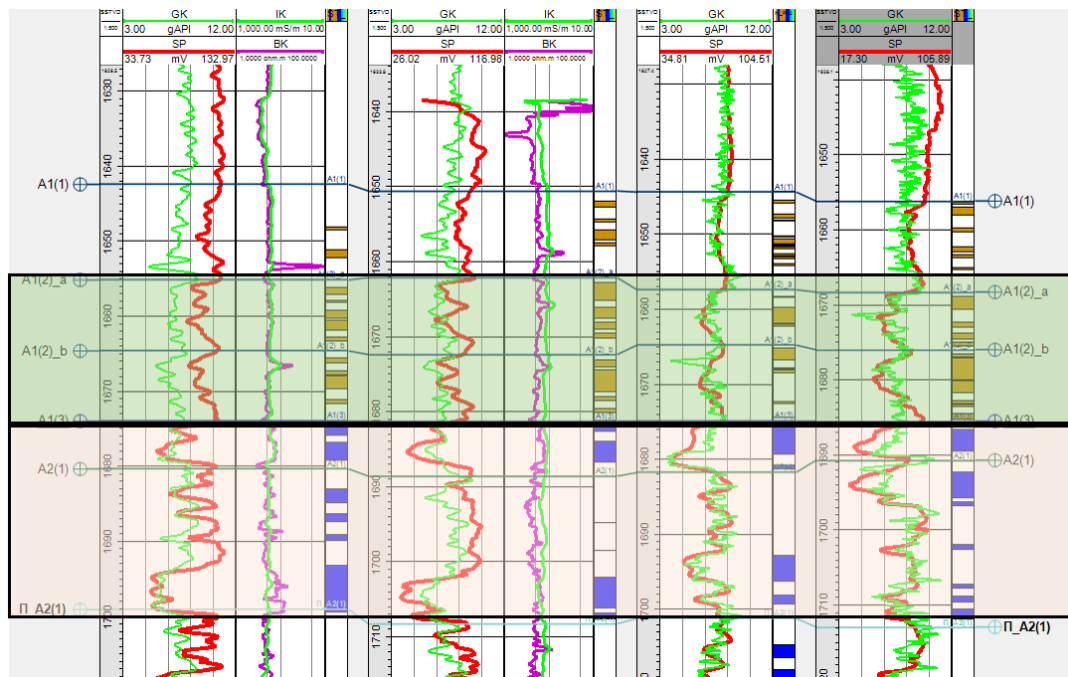
Весь цикл трехмерного геологического моделирования проводился в программном комплексе (ПК) Petrel компании Schlumberger. В геологическую модель (ГМ) кроме целевого рассматриваемого пласта АВ1(1-2) также были включены нижележащие пласты АВ1(3) и АВ2. Это сделано для последующего учета в гидродинамической модели (ГДМ) прорыва трещины ГРП в нижележащие пласты. Основными этапами построения трехмерной ГМ являются:

- сбор и верификация исходных данных;

- построение структурного каркаса;
- построение 3d сетки;
- параметрическое моделирование:
- литологофациальное моделирование;
- моделирование петрофизических свойств;
- подсчет запасов [59].

Для построения структурного каркаса в программный комплекс были загружены координаты устьев, инклинометрия и каротажи по всем скважинам рассматриваемой группы месторождений, в которых имеются записи необходимых кривых ГИС (всего более 7 000 скважин), из построений исключены ГС и скважины, попадающие в одну ячейку с соседней. Для построения структурного каркаса были использованы уточненные маркеры кровли и подошвы пластов АВ1(1-2), АВ1(3), АВ2(1), АВ2(2) и Кошайской пачки глин. Для подробного анализа целевого пласта АВ1(1-2) была проведена внутрипластовая корреляция, в ходе которой выделено два цикла осадконакопления (Рисунок 2.31).

Исследуемые месторождения имеют высокую степень охвата СРР, 3D СРР охарактеризовано более 58% площади, 2D - более 70%, суммарно охват составляет более 92% (Рисунок 2.32). Поэтому, в качестве основы для построения базовой поверхности взят ближайший ОГ М, приуроченный к подошве Кошайских глин. Структурная карта ОГ М, полученная в результате обработки данных СРР, привязана к маркерам горизонта в скважинах. Для каждой стратиграфической зоны построена карта общих толщин с последующей проверкой на логичность и поиском необоснованных аномалий и, в случае необходимости, корректировкой маркеров. После чего рассчитаны конформно залегающие структурные границы горизонтов методом последовательного наращивания мощностей от структурной карты подошвы Кошайских глин с последующей привязкой к абсолютной отметке, соответствующей положению пласта в скважинах.



■ - Целевой пласт АВ1(1-2)

■ -Нижележащие обводненные пласты АВ1(3) и АВ2

Рисунок 2.31 – Корреляционная схема пластов, входящих в ГМ

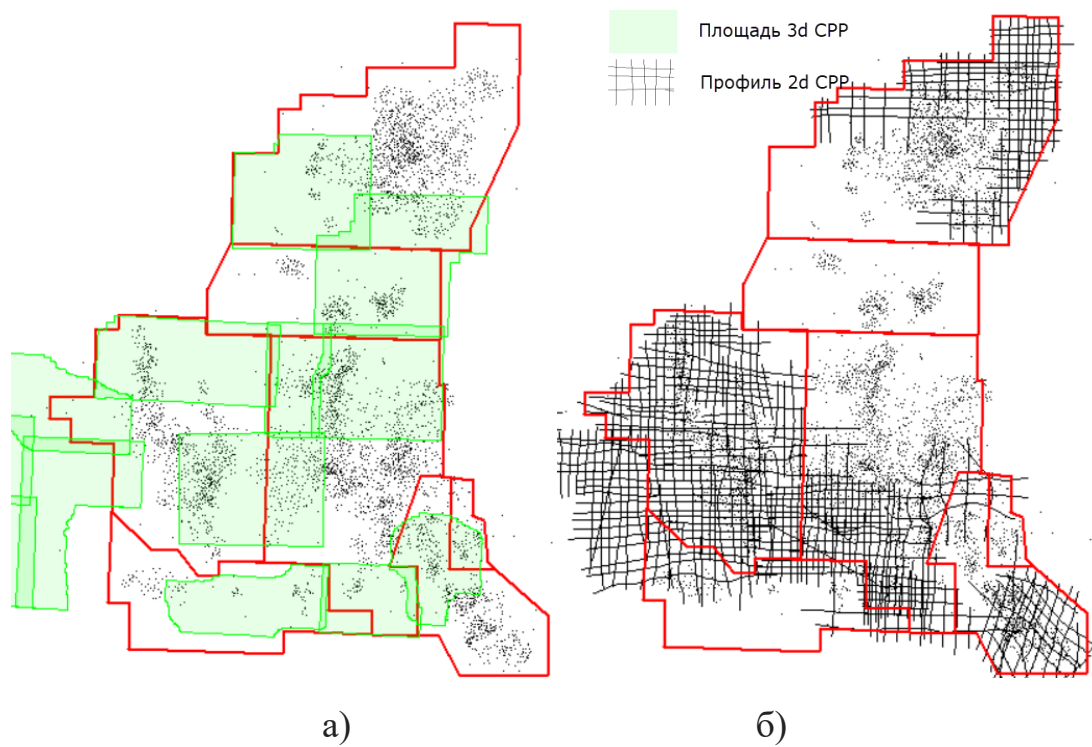


Рисунок 2.32 – Охват CPP а) 3d б) 2d

Трехмерная геологическая модель представляет собой многомерный объект, отражающий геометрию и свойства рассматриваемого объекта. Каждая ячейка, слагающая сетку в координатах X , Y , Z , обладает рядом свойств: признаком коллектора, значениями $K_{по}$, $K_{пр}$, $K_{н}$. Ранее полученные структурные поверхности были преобразованы в сеточные модели, представляющие собой объемную сетку. Выбор горизонтального размера ячеек по осям X и Y производился исходя из расстояний между скважинами (чтобы между соседними скважинами находилось не менее 3 ячеек), возможности описать изменение свойств пласта и вычислительной способностью имеющихся рабочих станций. При выборе масштаба ячеек также учитывалась необходимость обеспечения при гидродинамическом моделировании возможности рассчитывать варианты с расстановкой муфт ГРП с шагом 50 м. Таким образом, размер ячеек по горизонтали составил 25x25 м. Разбиение сетки по вертикали при 3D моделировании производилось в соответствии с принятой моделью осадконакопления. На рассматриваемом месторождении принята модель с конформным залеганием слоев относительно кровли и подошвы пласта, поэтому объем между структурными поверхностями каждого продуктивного пласта разделен на равное количество прослоев пропорционально его мощности. Средняя толщина слоя выбрана в результате анализа степени расчлененности разреза таким образом, чтобы вертикальный размер ячейки не привел к потере информативности при осреднении скважинной информации на ячейки сетки, и в среднем равняется 0,2 м.

На следующем этапе моделирования произведен расчет ФЕС для каждой ячейки куба, в результате чего, созданная на предыдущем этапе сетка заполнилась значениями, определяющими характеристики пласта в точке. Ячейкам, через которые проходят скважины, строго присвоены значения, осредненные из скважинных данных.

Существует упрощенный способ распределения признака «коллектор-неколлектор», основанный на распространении методом кригинга $K_{по}$. После чего по граничному значению ячейкам куба литологии присваивается признак коллектора и по известной связи $K_{пр}$ и $K_{по}$ рассчитывается куб проницаемости [59].

Существенным недостатком данного метода является его применимость только для пластов, имеющих простое геологическое строение без значительного изменения характеристик по площади и разрезу. В условиях высокой анизотропии свойств, характерных для рассматриваемого пласта, стандартные дискретные и стохастические способы построения куба литологии могут не дать удовлетворительный результат. Обычно, рассчитанный кригингом непрерывный куб песчанистости пересчитывается в дискретный куб литологии с использованием граничного значения 0,5. Граничное значение может быть использовано в целях «подгонки» запасов модели к необходимому значению. При моделировании пластов простого строения, охарактеризованных высокими значениями песчанистости ($K_{\text{песч}} > 0,7$) и одномодальным распределением пористости использование непрерывного куба песчанистости таким способом может быть обосновано. Но использование данной методики может привести к завышению связанности резервуара, т.к. практически все ячейки, кроме расположенных вдоль траекторий скважин и чисто глинистых пропластков, обладают ненулевым значением песчанистости [59].

Другим, часто применяемым методом стохастического моделирования в геологии является последовательная индикаторная гауссова симуляция. Данный метод обладает широким набором настроек, позволяющих адаптировать его для решения конкретной задачи, а также возможностью использовать вертикальные (геолого-статистический разрез) и площадные (карта песчанистости) тренды. Также в качестве трендов могут быть использованы карты сейсмических атрибутов и их комбинации. Несмотря на плюсы, метод не лишен недостатков, так отмечается сильная «зашумленность» результата из-за наличия несвязанных ячеек в единичной реализации [60]. При использовании этого метода с последующим сглаживанием или осреднением нескольких реализаций необходим контроль за сохранением ГСР и подобия площадного тренда. В рассматриваемой пластовой системе сглаживание или осреднение может привести к «потере» маломощных коллекторов.

Также моделирование низкопроницаемых и высокорасчлененных пластов с использованием вариограммного анализа может привести к некорректным результатам и поэтому использование классической теории геостатистики имеет ограничение применимости [61; 62; 63]. Построение куба литологии также возможно путем пересчета непрерывного параметров ГИС [64] с последующим пересчетом в дискретный куб «коллектор-неколлектор» с использованием граничных значений. Метод спектрального моделирования заключается в восстановлении кривой ГИС за счет распространения ее составляющих, определяемых теорией спектрального представления случайных функций [63]. В работах В.А. Байкова [61] и М.М. Хасанова [65] подробно описан математический аппарат метода и результаты апробации. В результате применения указанной методики [61; 62; 66] получены детализированные реализации кубов геофизических свойств, согласованность результатов с ранее принятыми представлениями о строении пласта, согласованность смоделированных и фактических данных ГИС в скважинах, не участвовавших в моделировании и сходимость средней пористости. Также отмечается, что применение спектрального моделирования учитывает зональную изменчивость пласта. Преимуществом использования рассматриваемого метода для данной работы будет являться учет в явном виде трендов, т. к. ухудшение ФЕС будет определяться затуханием амплитуды ГК [63].

Создание ГМ методом спектрального моделирования проведено по следующему алгоритму [66]:

- рассчитан куб непрерывных значений ГК и НК;
- на основе петрофизических зависимостей кубы каротажей пересчитаны в кубы свойств ($K_{\text{по}}$, $K_{\text{пр}}$).

Для построения ГМ в созданной базе данных проведена нормировка каротажей НК согласно ранее описанным формулам 2.1-2.3 и рассчитан двойной разностный потенциал ГК ΔI_γ по формуле 1.11 по более чем 7 000 скважинам. Из-за большого количества скважин и невозможности их обработки в ручном режиме,

пересчет кривых ГИС производился пакетно в полуавтоматическом режиме с использованием специализированного ПК [67; 68].

Контроль качества нормировки и полученного куба литологии проведен в два этапа. На первом этапе по части фонда скважин произведено выборочное сравнение интерпретации, полученной в автоматическом и ручном режиме. На втором этапе производились расчеты кубов ГИС с выборочным исключением из построений 2-3% скважин с последующим сравнением фактических и модельных кривых ГИС (Рисунок 2.33). Обе проверки показали сходимость результатов и корректность построения кубов ГИС для последующих расчетов. Пример полученного куба свойства ГИС ΔI_γ представлен на Рисунке 2.34.

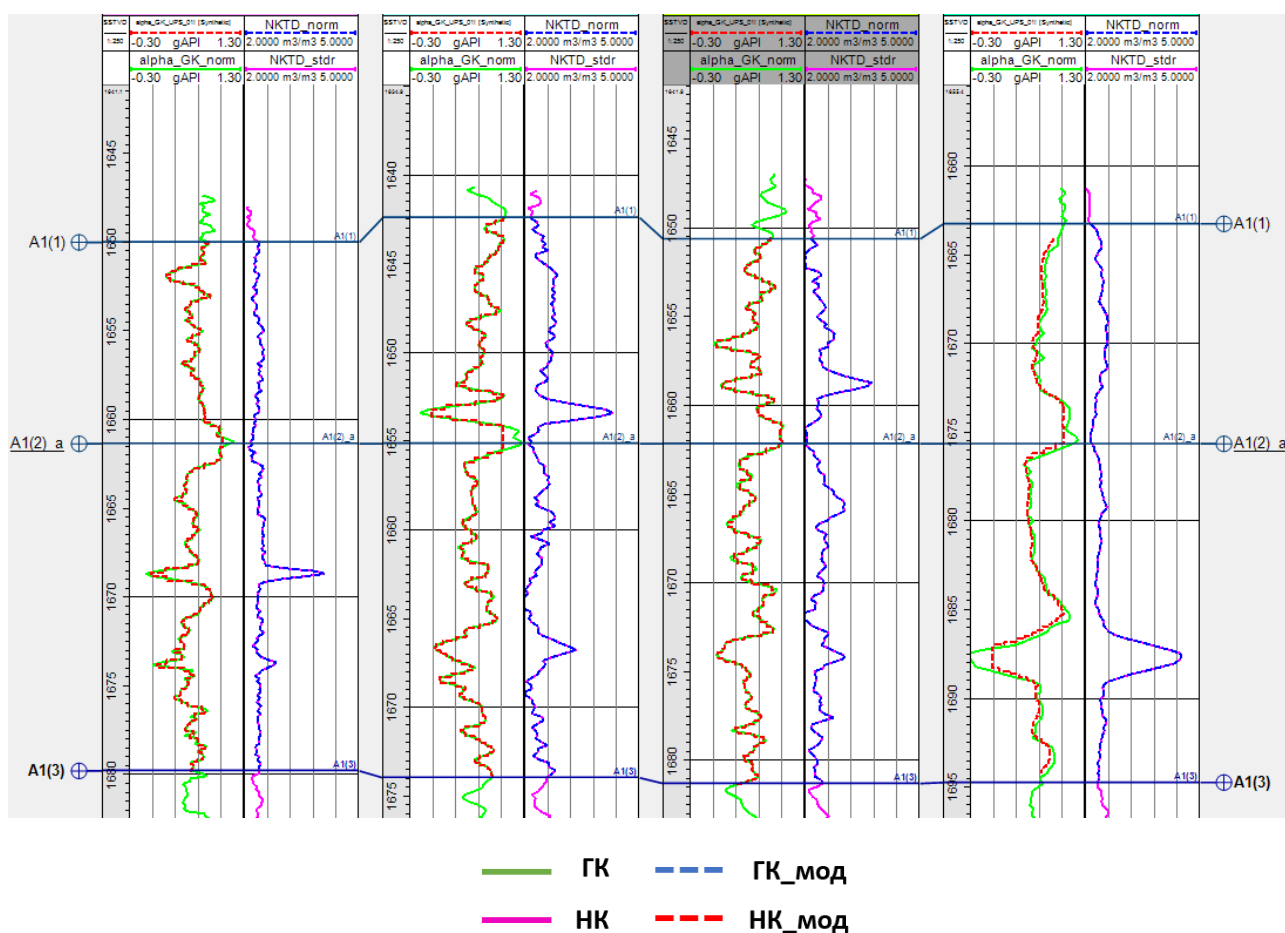


Рисунок 2.33 – Сравнение фактических и прогнозных кривых ГК и НК

На заключительном этапе по полученным ранее петрофизическим зависимостям и граничным значениям, отраженным в Таблице 2.11, получены

кубы литологии и свойств (Рисунок 2.35). Контроль качества построения кубов пористости и проницаемости проведен путем сравнения средних значений и карт, построенных по данным средневзвешенных значений результатов интерпретации ГИС, со средними значениями и картами, полученными из куба ГМ.

Для моделирования насыщенности коллекторов мелководно-морского генезиса предпочтительно использовать капиллярную модель или J-функцию (2.15) [59].

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{по}}}}{\gamma \cdot \cos \theta}, \quad (2.15)$$

$$P_k = (\rho_v - \rho_n) \cdot 0,098 \cdot H, \quad (2.16)$$

где J - функция Леверетта;

P_k – капиллярное давление;

$K_{пр}$ - коэффициент проницаемости;

$K_{по}$ - коэффициент пористости;

γ – поверхностное натяжение нефть/пластовая вода;

θ – угол смачиваемости;

H- высота ячейки над зеркалом свободной воды (ЗСВ).

J-функция с высокой достоверностью связывает K_v и ФЕС степенной зависимостью вида:

$$K_v(J) = \left(\frac{J}{a}\right)^{\frac{1}{b}}, \quad (2.17)$$

Считая, что в пределах пласта, сформированного в единых условиях, изменения плотности флюидов, поверхностного натяжения и смачиваемости пород не происходит, можно перейти к функции вида:

$$J = H \times \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{по}}}, \quad (2.18)$$

Для получения зависимости для определения K_v рассчитан вспомогательный куб по уравнению 2.18. После чего с использованием ПК «Petrel» построена корреляционная связь уравнения 2.17 между вспомогательным кубом и данными

K_v , полученными в ходе интерпретации ГИС. Полученная зависимость использовалась для восстановления K_v по всему моделируемому объему коллектора, на уровне ЗСВ и ниже K_v принимается равной единице.

Геологические запасы нефти 3d модели рассчитаны объемным методом для каждой ячейки, после чего были просуммированы. Результат оценки начальных геологических запасов (НГЗ) по месторождениям приведён в Таблице 2.13. В связи тем, что пробуренные скважины на месторождениях N1, N5 и N7 локализованы на небольшой площади, значительно меньше площади всего ЛУ, эти месторождения были исключены из дальнейшего рассмотрения. На них запланирована дополнительная программа по доизучению по результатам реализации ОПР.

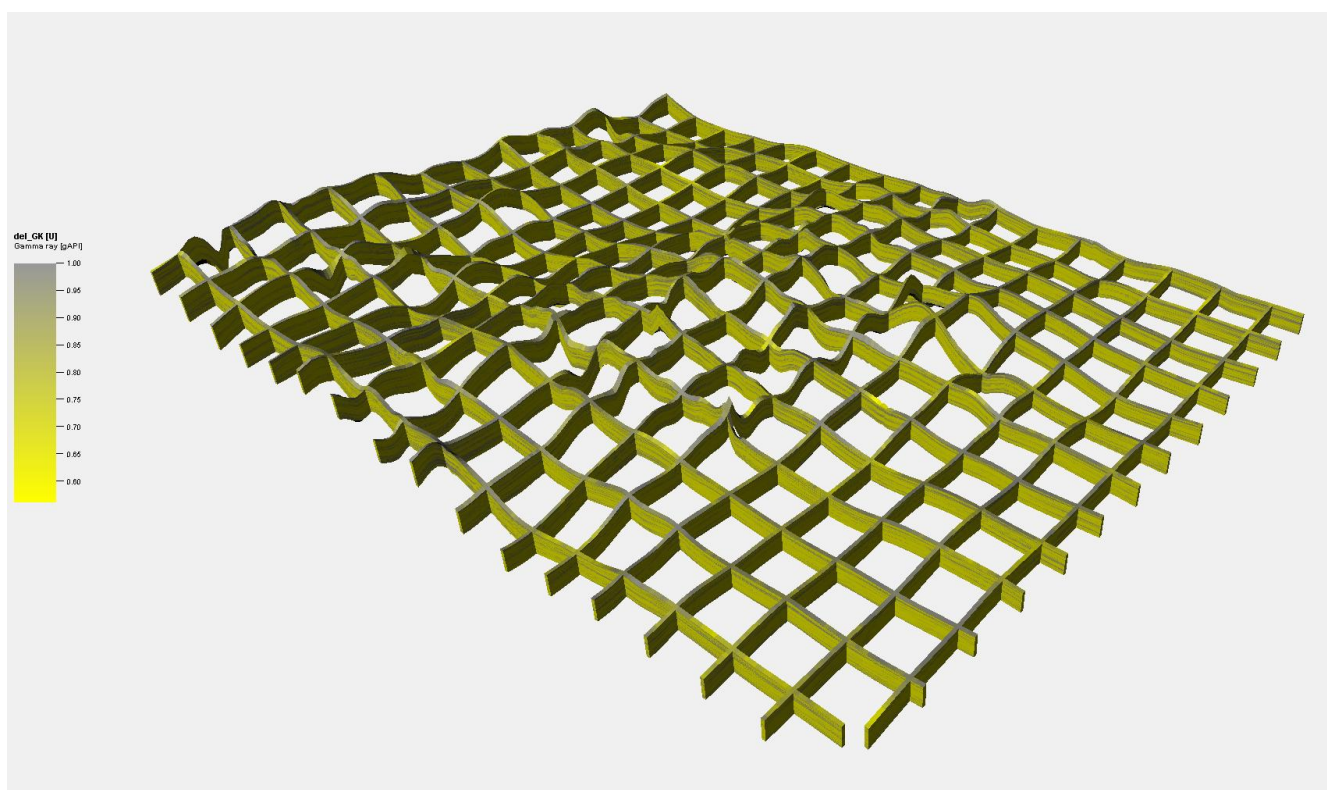


Рисунок 2.34 – Фрагмент куба ΔI

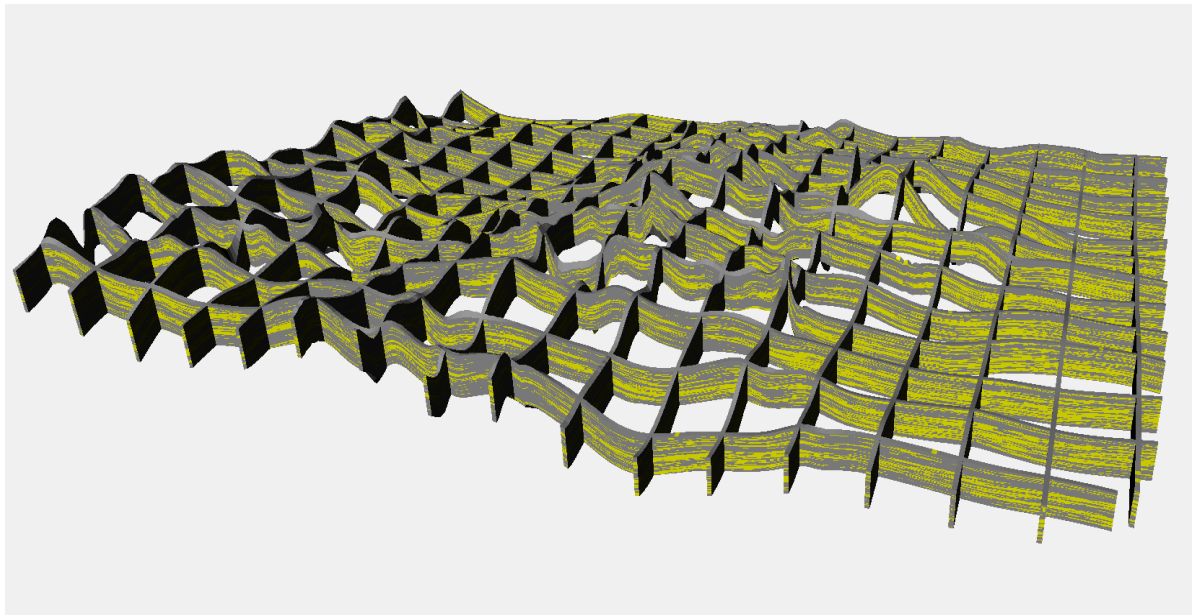


Рисунок 2.35 – Фрагмент куба признака коллектора

Таблица 2.13 – Изменения НГЗ по месторождениям

Месторож- дение	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	В целом
Изменение НГЗ, %	-	60	53	60	-	46	-	53

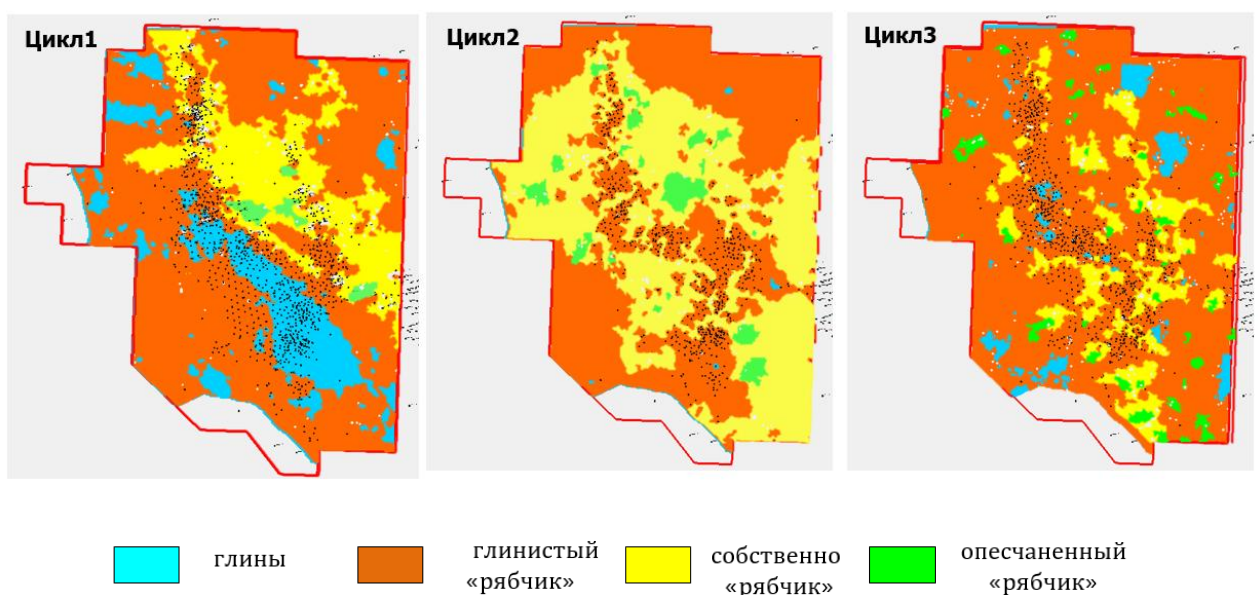


Рисунок 2.36 – Пример распределения литотипов пласта АВ1(1-2) по циклам осадконакопления

2.4 Выводы по главе 2

В ходе работы был проведен анализ керновых данных, в результате чего были установлены факторы формирования пласта, повлиявшие на его литологические особенности и ФЕС. С использованием новой информации, полученной при отборе керна из глинизированной части разреза, и при отказе от использования данных пластов АВ2-8, построены собственные петрофизические зависимости. НГЗ, подсчитанные на обновленной геологической модели с учетом собственных петрофизических зависимостей, увеличились на 52,7%.

Факторный анализ изменения запасов нефти пласта АВ1(1-2) в целом по группе месторождений приведен на Рисунке 2.37.

Увеличение эффективных толщин на 32% связано с применением петрофизических зависимостей, полученных исключительно на керновом материале пласта АВ1(1-2). Это позволило выделить прослой, которые ранее по объединенным для всех пластов группы АВ граничным значениям были отнесены к неколлектору (Рисунок 2.38) [144].

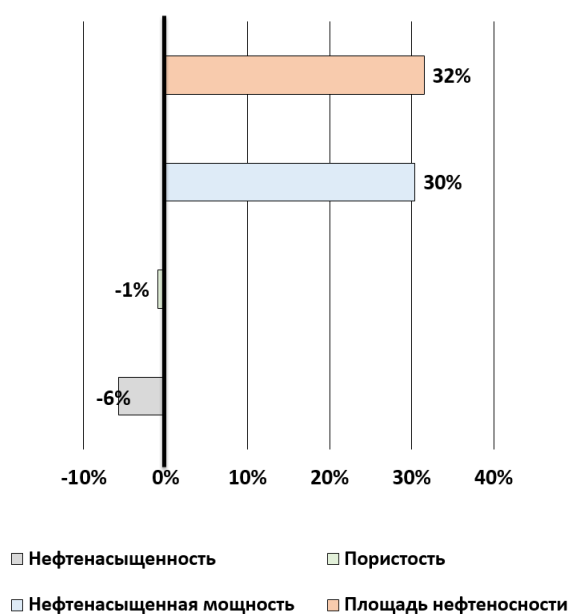


Рисунок 2.37 – Факторный анализ подсчета запасов нефти пласта АВ1(1-2)

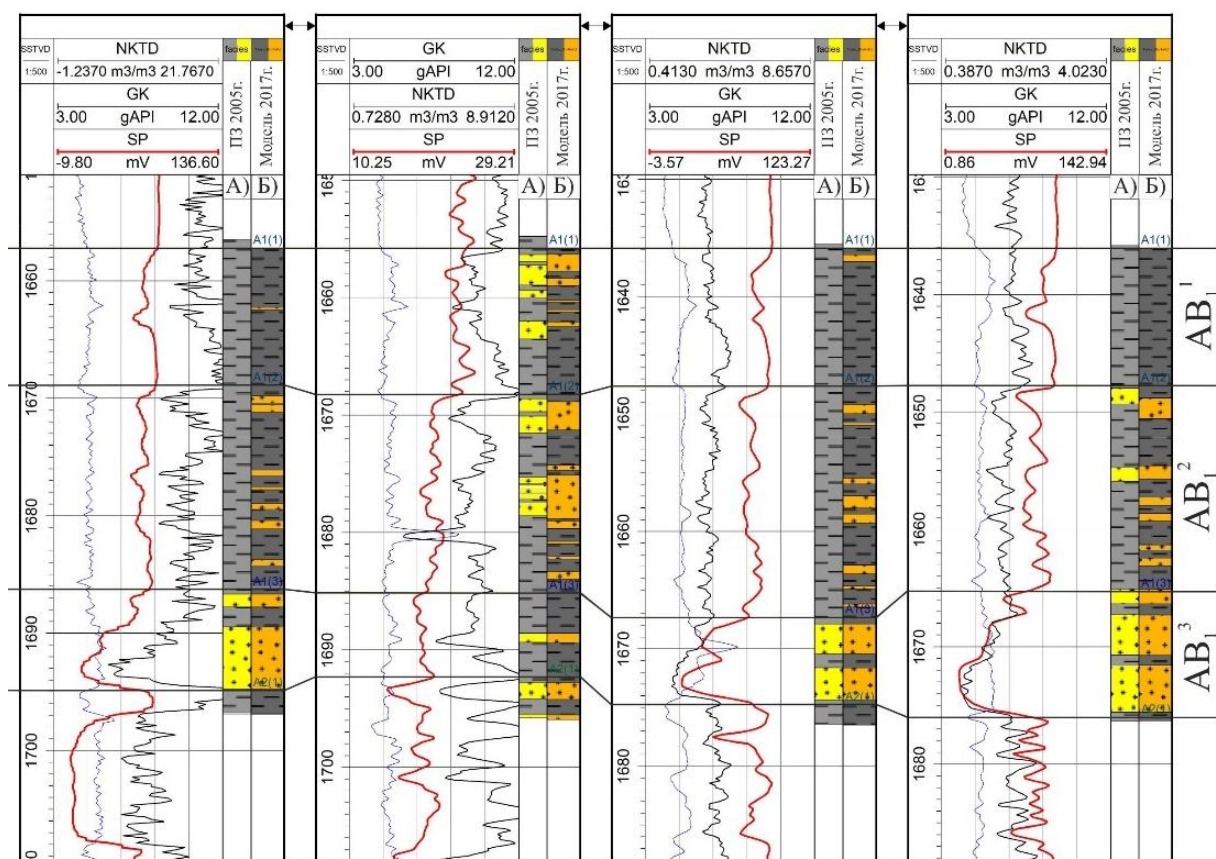


Рисунок 2.38 – Пример изменения эффективных толщин пласта АВ1(1-2)

а) согласно петрофизическим зависимостям подсчета запасов 2005 г.;

б) согласно новой петрофизической модели 2017 г.

Этим же обусловлен прирост площади нефтеносности на 30%: в скважинах, к которым ранее были приурочены зоны замещения коллектора, не характерные для данного типа осадконакопления, использование новой методики обработки ГИС позволило выделить эффективные толщины. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, принятая при ПЗ, и карта, полученная в результате исследования, представлены на рисунке 2.39 [144].

Пористость, в среднем по пласту, снизилась на 1%, незначительное изменение обусловлено выделением интервалов эффективных толщин с низкими ФЕС, которые ранее были отнесены к неколлектору. Снижение нефтенасыщенности связано с ухудшением ФЕС относительно утвержденных ранее значений, ростом глинистости, и, как следствие, увеличением остаточной водонасыщенности [144].

Несмотря на то, что проницаемость не является подсчетным параметром, она оказывает прямое влияние на показатели работы скважин и рентабельность добычи нефти. Снижение проницаемости более чем в четыре раза связано с исключением из статистики высокопроницаемых коллекторов пласта АВ2 (Рисунок 2.39) и отбором керна из слабопроницаемых интервалов пласта АВ1(1-2). Более 60% образцов характеризуется проницаемостью меньше 1 мД, менее 2 мД- 73% (Рисунок 2.40).

На рассмотрение федерального агентства по недропользованию в рамках оперативного подсчета запасов нефти были представлены материалы, обосновывающие снижения $K_{пр}$. Согласно протоколу заседания [69] значение $K_{пр}$ пласта АВ1(1-2) месторождения N2 принято равным 0,47 мД, месторождения N6- 0,75 мД. Принимая во внимание что на текущий момент выработка объекта АВ1(1-2) месторождения N2 не превышает 10%, к нему может быть применен коэффициент дисконтирования 0,2.

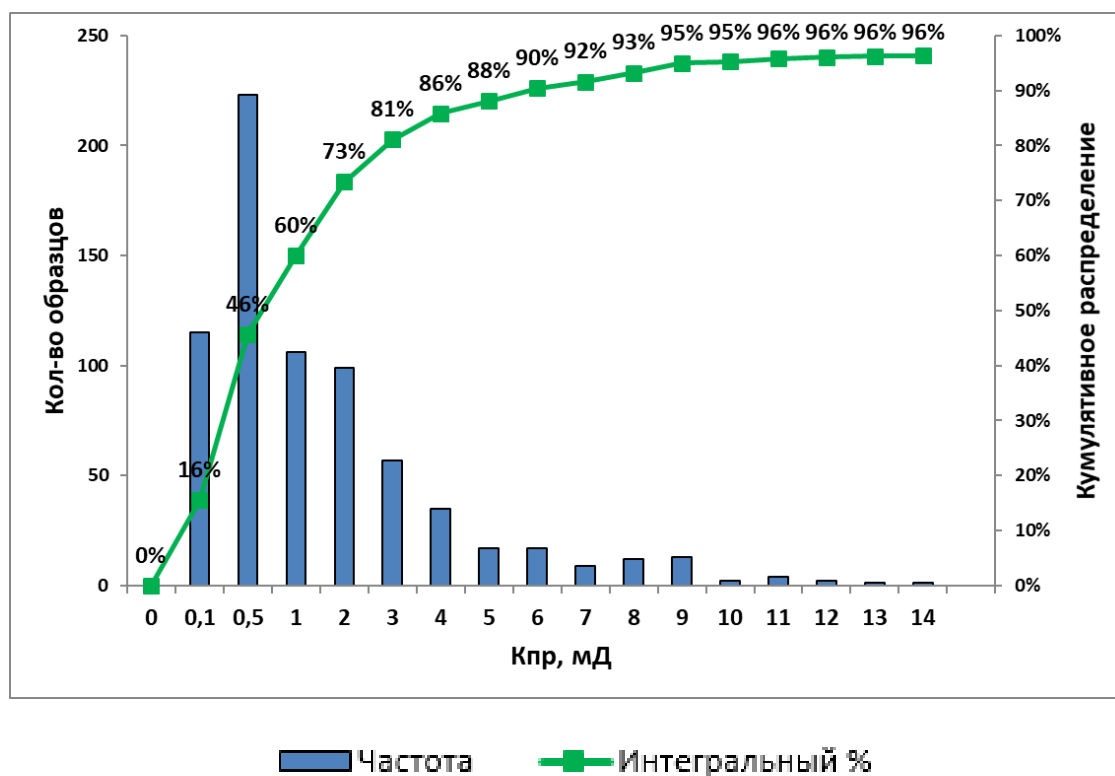


Рисунок 2.40 – Распределение проницаемости образцов керна пласта АВ1(1-2)

Это даст значительное преимущество к первоначальному вводу в разработку пласта АВ1(1-2) именно на месторождении N2

Увеличение запасов нефти позволило взглянуть на объект по-новому: благодаря этому повысилась плотность запасов и, как следствие, прогнозируемая накопленная добыча нефти на скважину. При использовании оптимальной схемы разработки увеличение накопленной добычи и получение налоговой льготы на разработку ТрИЗ позволят сделать добычу нефти из пласта АВ1(1-2) рентабельно

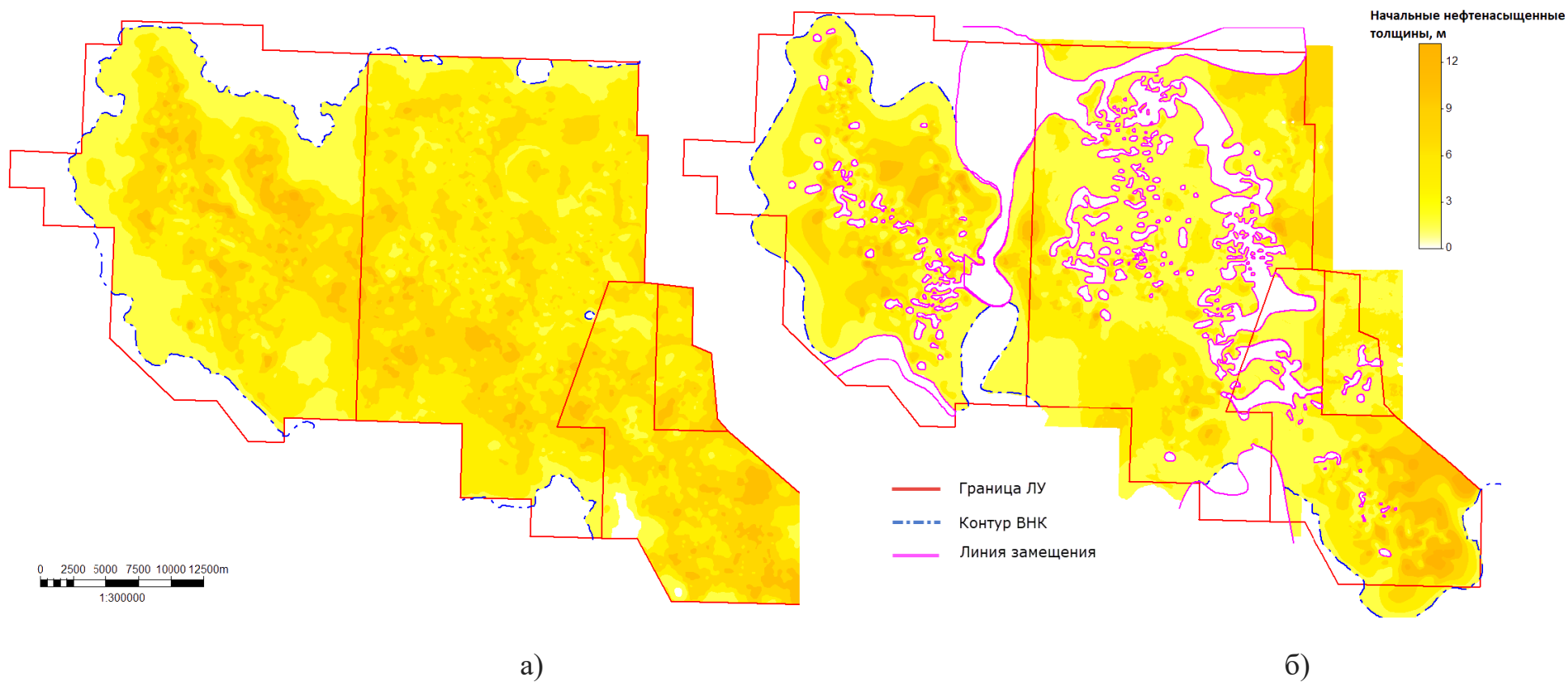


Рисунок 2.39 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта АВ1(1-2)

а) построенная в ходе исследования б) принятая в ПЗ

ГЛАВА 3 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ТОНКОСЛОИСТЫХ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ

Исследования, описанные в предыдущей главе, повысили потенциальную рентабельность разработки пласта АВ1(1-2) за счет увеличения запасов нефти, приходящихся на скважину, и получения льготы на добычу ТриЗ. Чтобы говорить об эффективном вовлечении запасов нефти в разработку не только на качественном, но и на количественном уровне, необходимо проведение технико-экономических расчетов для выбора оптимальной системы разработки как с точки зрения экономики, так и технологии. Большое распространение в последнее время получили системы разработки на основе ГС+МГРП. Однако применительно к данному случаю необходимо обосновать оптимальную сетку скважин и параметры ГРП ввиду высоких рисков недостижения рентабельных показателей добычи нефти. Риски обусловлены следующими причинами:

- высокий темп падения добычи из-за низких ФЕС и связанности коллектора;
- прорыв фронта нагнетаемой воды (ФНВ) в т.ч. по трещине ГРП и авто-ГРП вследствие вынужденного сближения нагнетательных и добывающих скважин из-за низких ФЕС и связанности коллектора;
- прорыв трещины ГРП в нижележащий высокопроницаемый обводненный горизонт.

Минимизировать вышеуказанные риски и дать количественную оценку эффективности каждого варианта разработки позволит использование геомеханического и гидродинамического моделирования, описанию которых и посвящена глава 3.

3.1 Исследование геомеханических свойств пласта для прогнозирования параметров трещины гидроразрыва пласта

Как уже упоминалось ранее рассматриваемый объект отделен от нижележащего водонасыщенного пласта с высокими ФЕС невыдержанными по площади глинами, мощность которых варьируется от 1 до 16 метров (Рисунок 3.1). Высота трещины является основным ограничивающим фактором при проведении ГРП. Бесконтрольное увеличение массы проппанта приведет не только к росту длины трещины и увеличению площади дренирования, но и прорыву трещины в нижележащий горизонт. При приобщении пласта АВ1(3) основной приток будет получен из него из-за значительной разности в проницаемостях. Как отмечалось ранее наличие коэффициента дисконтирования делает наиболее экономически перспективной разработку пласта АВ1(1-2) на месторождении N2. Также это месторождение характеризуется мощной глинистой перемычкой до нижележащего пласта АВ1(3), что минимизирует риски прорыва в него трещины и делает добычу нефти еще более привлекательной [144].

До начала комплексного исследования на пласт было проведено 4 операции ГРП на ННС (Таблица 3.1). Мероприятия признаны неуспешными из-за низкого дебита нефти и высокой обводненности. Однако, высокий дебит жидкости и обводненность, характерные для нижележащего горизонта, могут указывать на его приобщение в скважинах Well-3 и Well-4. Дополнительных исследований при ГРП не проводилось, а данные дизайна геометрии трещины указывают на эту возможность (Рисунок 3.2). Снижение дебита жидкости с сохранением обводненности скважин Well-1 и Well-2 связано с технологическими проблемами при проведении ГТМ.

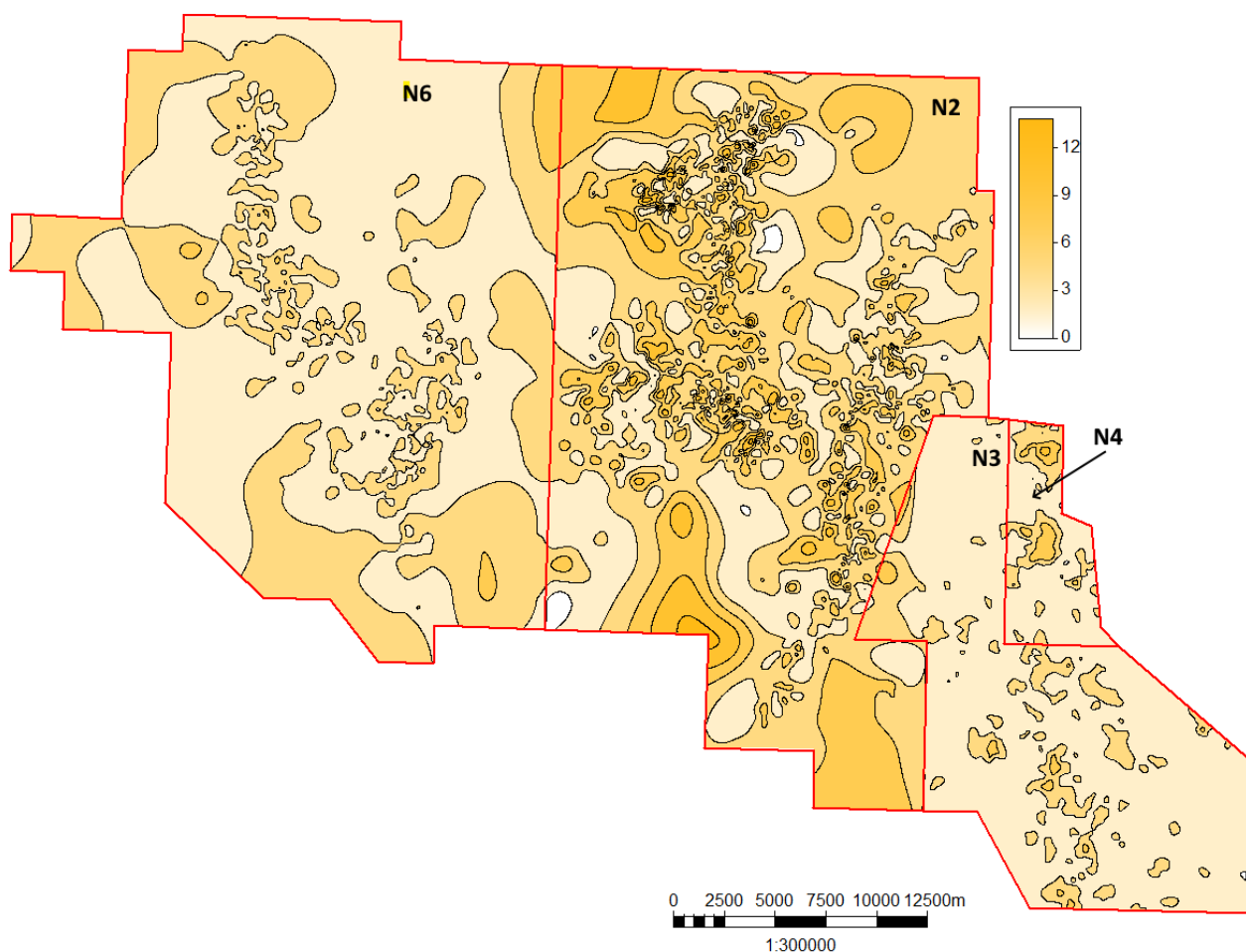


Рисунок 3.1 – Карта мощности перемычки между АВ1(1-2) и АВ1(3)

Таблица 3.1 – Результаты применения ГРП на ННС

Скв.	Остановочные параметры АВ1(3)			Запускные параметры АВ1(1-2)			Масса пропанта, т
	$Q_{ж},$ м ³ /сут	$Q_{н},$ т/сут	Обв.,%	$Q_{ж},$ м ³ /сут	$Q_{н},$ т/сут	Обв.,%	
W1	34,2	5,1	76	4,4	2,9	33	15
W2	24,0	2,0	87	4,0	0,6	85	8
W3	2,8	0,4	85	21,8	3,4	90	8
W4	1,0	0,2	80	211,1	0,4	98	10

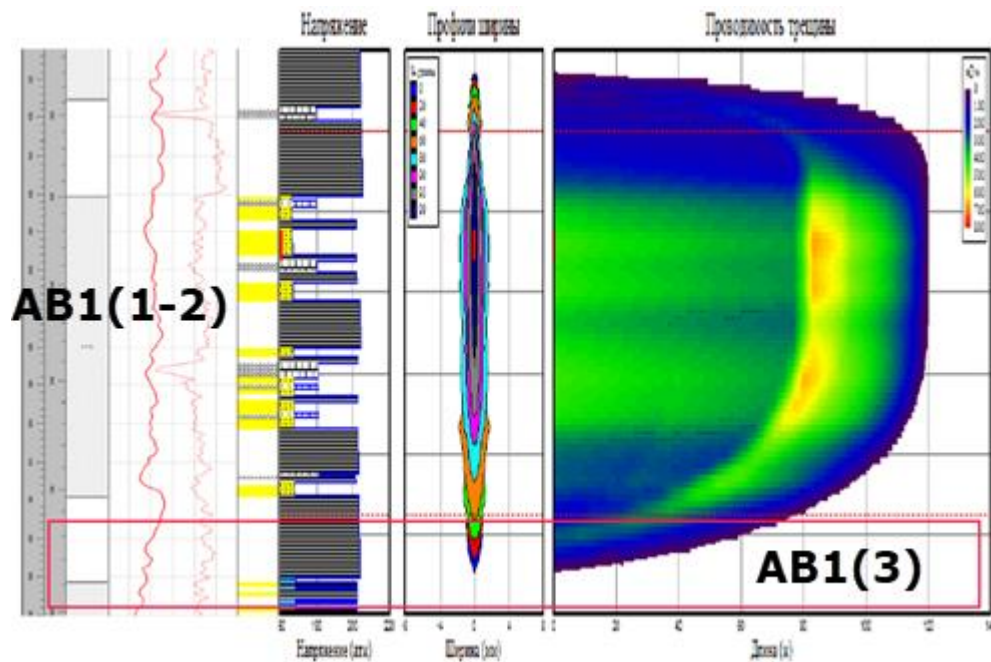


Рисунок 3.2 – Прогноз геометрии трещины скважины W2

При описании упруго-прочностных свойств ведущую роль играют две величины: коэффициент Пуассона и модуль Юнга. Коэффициент Пуассона представляет собой отношение поперечного сжатия к продольному растяжению:

$$\nu = \left| \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} \right|, \quad (3.1)$$

где ε' и ε – соответственно поперечная и продольная деформация тела.

Также коэффициент Пуассона можно определить с использованием данных метода АКШ по формулам:

$$\nu = 0,5 * \frac{\left(\frac{t_s}{t_p}\right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_p}\right) - 1}, \quad (3.2)$$

$$\nu = \frac{2Us^2 - Up^2}{2(Us^2 - Up^2)}, \quad (3.3)$$

где t_s и t_p – время пробега поперечной и продольной волны;

u_s и u_p – скорости продольной и поперечной волны.

Для горных пород коэффициент Пуассона, как правило, варьируется в пределах от 0,1 (кварцевые песчаники) до 0,4 (глины и неметаморфизованные известняки) [146].

Модуль Юнга характеризует способность сопротивляться растяжению (сжатию) при упругой деформации:

$$E = \frac{F/S}{\Delta l/l} = \frac{F \cdot l}{S \cdot \Delta l}, \quad (3.4)$$

где F — нормальная составляющая приложенной силы;

S — площадь поверхности, на которую распределяется действие силы;

l — длина деформируемого стержня;

Δl — модуль изменения длины стержня при упругой деформации.

Модуль Юнга связан со скоростью распространения продольной волны следующим соотношением:

$$U_p = \sqrt{\frac{E}{\delta}}, \quad (3.5)$$

где U_p — скорость распространения упругой волны;

δ — плотность образца.

Источниками получения данных для определения упруго-прочностных свойств горной породы являются керновые исследования, акустический каротаж, а также сейсмические исследования. Значения, определенные при разрушении образца, принято обозначать статическим, по данным акустических исследований — динамическим.

Для выработки решений по минимизации риска прорыва трещины в водонасыщенные интервалы в рамках ввода пласта в эксплуатацию была составлена программа по отбору керна и исследования его упруго-прочностных свойств. В рамках ее реализации на месторождении N2 в двух скважинах отобран керн в интервале пласта АВ1(1-2), а также в непроницаемом разделе АВ1(1-2)-АВ1(3). Информация по интервалам отбора и выносу керна представлена в Таблице 3.2. В соответствии с нормативными документами [147; 148; 149; 150; 151] были выполнены исследования керна методами одноосного и одностадийного трехосного сжатия.

Таблица 3.2 – Отбор керн для исследований упруго-прочностных свойств

Скважина	Кровля интервала отбора, м	Подошва интервала отбора, м	Интервал отбора, м	Вынос керн, м	Вынос керн, %
W1	1869,0	1887,0	18,0	17,7	98
	1887,0	1905,0	18,0	15,4	86
	1905,0	1908,0	3,0	3,0	100
	всего по W1	-	39,0	36,1	93
W2	1970,0	1988,0	18,0	17,9	100
	1988,0	2004,0	16,0	15,9	99
	всего по W2	-	34,0	33,8	100
W1+W2	-	-	73,0	69,9	96

При всех перечисленных испытаниях происходила постоянная регистрация значений осевого давления, осевой и радиальной деформации, скоростей и давления разрушения. Разница заключается в способе приложения давления:

- при одноосном сжатии - осевое давление увеличивалось с заданной скоростью до разрушения образца без приложения обжимного и порового давления;
- при одностадийном трехосном исследовании образец помещался в обжимной флюид, обжимное и поровое давления одновременно увеличивалось до достижения требуемого значения. После чего давление обжима поднималось до разрушения образца, при этом поровое давление поддерживалось постоянным.

Для определения трещиностойкости на образцах проведен бразильский тест, позволяющий проводить исследования свойств пород и имеющий меньшие ограничения на аппаратуру и ошибки выпиливания образца, а также меньший разброс получаемых результатов [152].

Примеры результатов определения свойств керн и паспортов прочности приведены на Рисунках 3.3-3.4. Всего по 83 образцам динамическим методом были

определены деформационные характеристики в условиях, имитирующих пластовые. Статическими исследованиями охвачено 94 образца, в том числе 13-методом одноосного сжатия, 63- всестороннего сжатия, 18 – бразильским тестом.

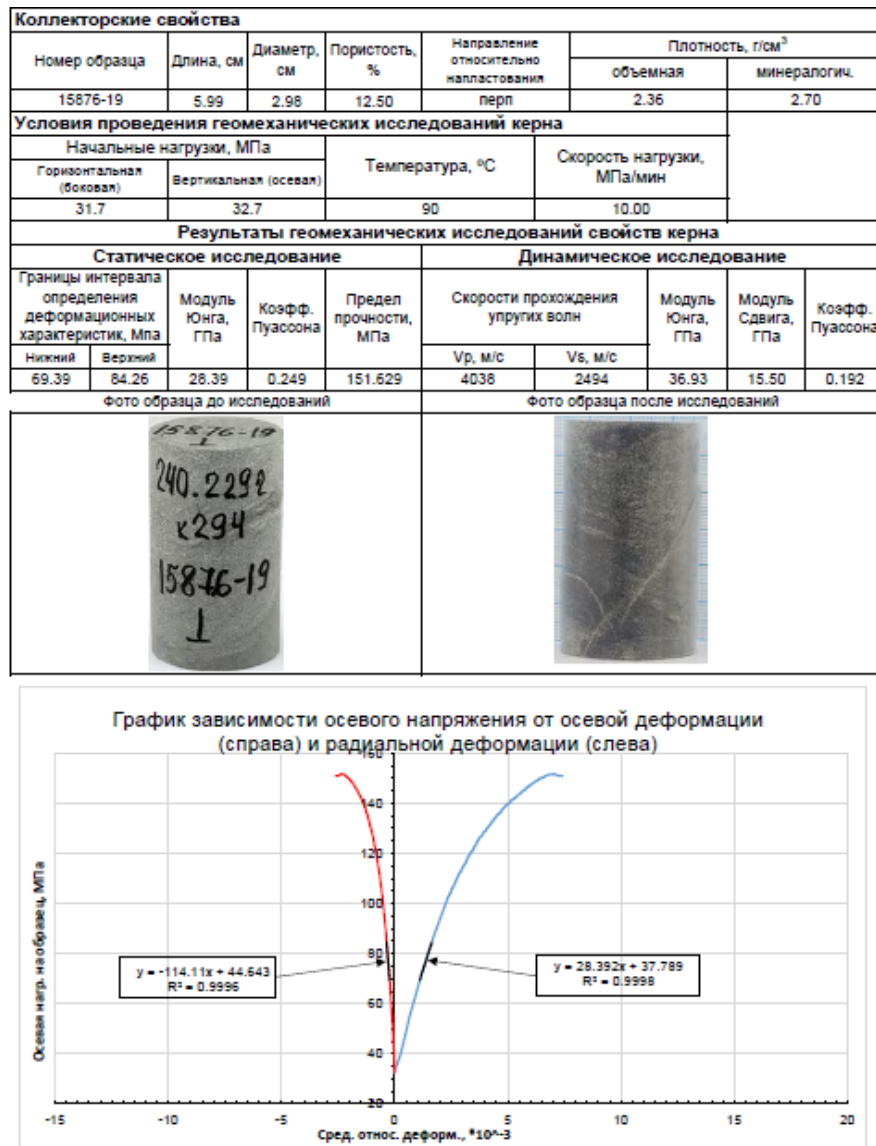


Рисунок 3.3 – Пример результата определения упруго-прочностных свойств образца керна при всестороннем сжатии

Также для калибровки модели использовались методы ГИС месторождения N2: АКШ записан на 6 скважинах, метод ГГК-п на 85 скважинах. На Рисунке 3.5 представлена карта, отображающая распределение используемых скважин по площади месторождения.

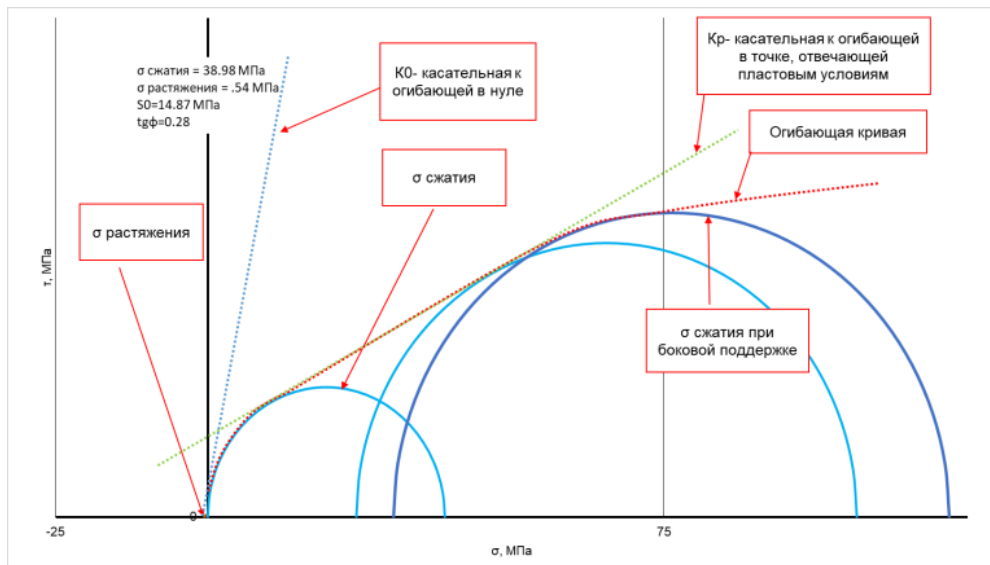


Рисунок 3.4 – Пример паспорта прочности образца керна

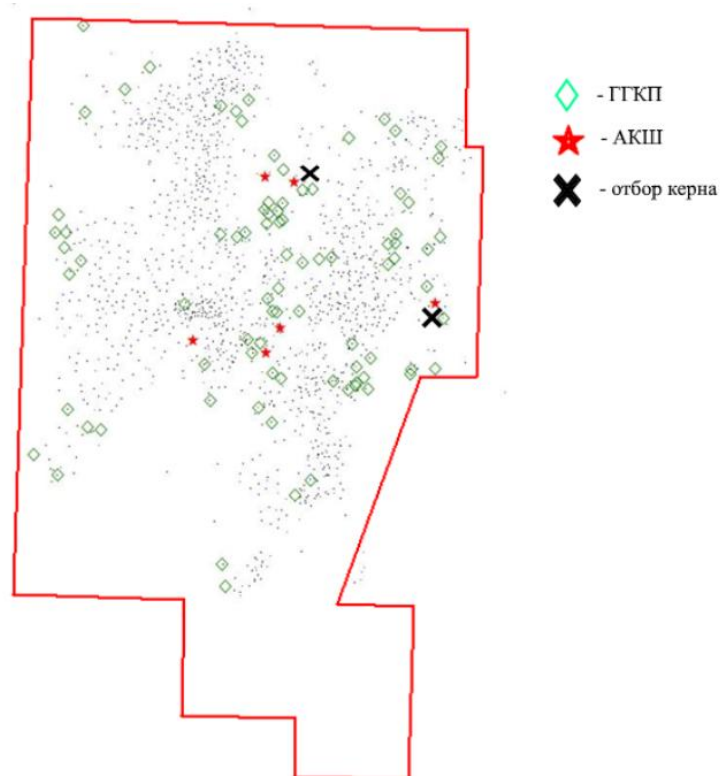
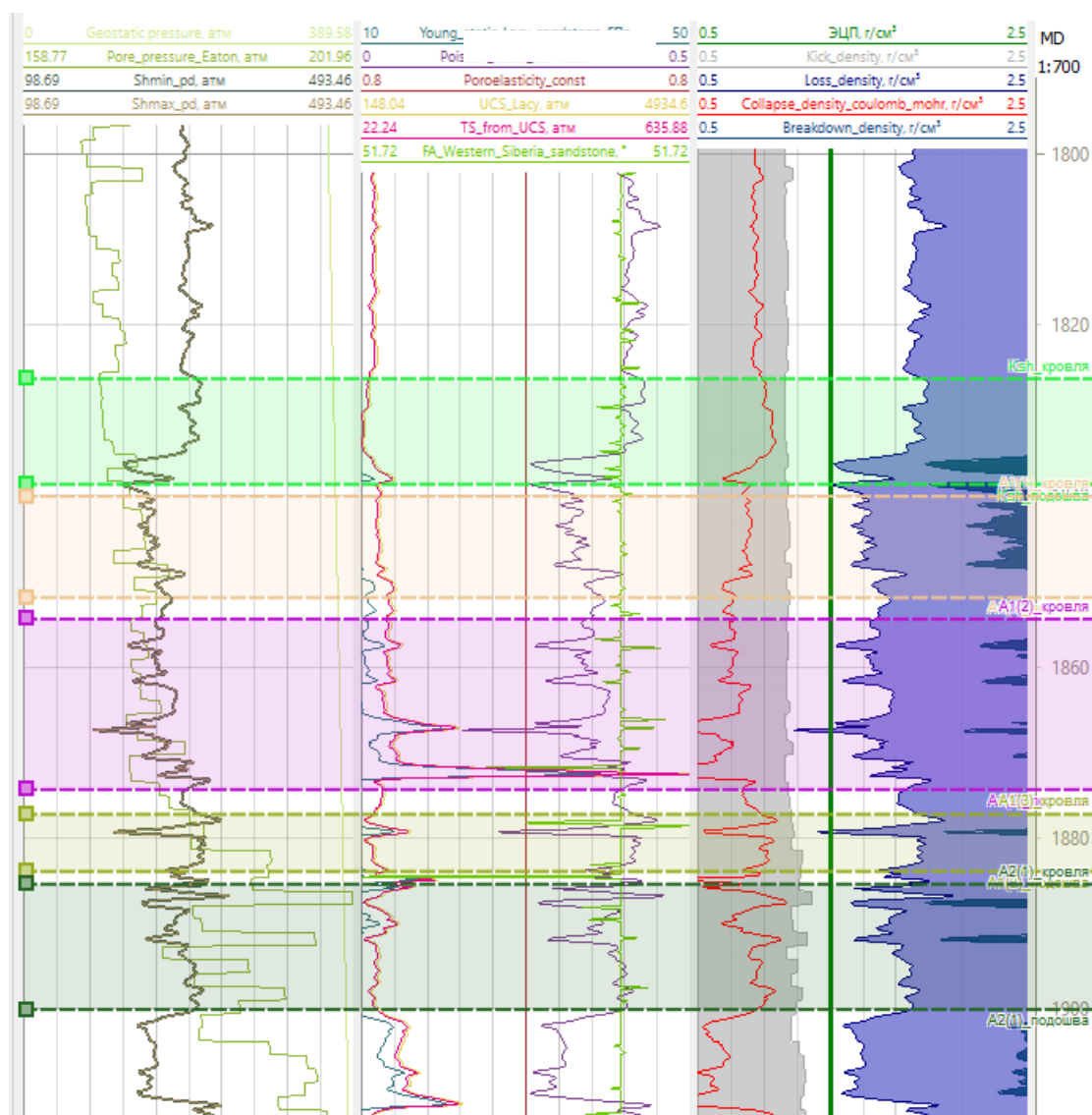


Рисунок 3.5 – Карта охвата исследованиями месторождения N2

На основании полученной информации в специализированных ПК [153; 154] была построена геомеханическая модель на опорных скважинах месторождения.

Модель была уточнена с помощью данных вышеупомянутых методов ГИС. По результатам ранее проведённых операций ГРП оценена сходимость прогнозных и фактических параметров трещины [144]. Пример построения геомеханической модели для объекта АВ1(1-2) представлен на Рисунке 3.6.



Geostatic pressure	Геостатическое давление
Pore pressur Eaton	Поровое давление
Shmin pd	Минимальное горизонтальное напряжение
Shmax pd	Максимальное горизонтальное напряжение
Young static Lacy sandstone	Статический модуль Юнга
Poisson static Samotlor	Статический коэффициент Пуассона
Poroelasticity const	Пороупругость
UCS Lacy	Предел прочности на сжатие
TS from UCS	Предел прочности на растяжение
FA Western Siberia sandstone	Угол внутреннего трения

Рисунок 3.6 – Пример построения геомеханической модели для объекта АВ1(1-2)

На основе рассчитанных моделей было проведено многовариантное моделирование дизайнов ГРП (Рисунок 3.7 и Таблица 3.3) по синтетическим скважинам, описывающих средние параметры целевой зоны пласта. Проведен анализ чувствительности геометрии трещины ГРП к таким параметрам, как:

- масса закачиваемого проппанта;
- объем буферной закачки;
- расхода жидкости разрыва.

Для дальнейшей оптимизации проведения ГРП и ограничения роста трещины по вертикали на основании опыта [155; 156; 157; 158; 159; 160] выполнена оценка геометрии трещины при замене типа жидкости на буферной стадии. Как и при указанных исследованиях использование линейного геля позволяет уменьшить высоту трещины (Рисунок 3.8), что позволяет минимизировать риск приобщения нижележащего пласта, без уменьшения полудлины трещины.

Таблица 3.3 – Зависимость геометрии трещины от параметров ГРП

Параметры ГРП			Геометрия трещины		
Масса проппанта, т	Объем «подушки», м ³	Расход, м ³ /сек	Полудлина трещины, м	Высота трещины, м	Ширина трещины, мм
5	2,5	2	60	27	1,46
		2,6	60	27	1,40
	5	2	60	35	1,39
		2,6	63	38	1,30
8	4	2	66	38	1,85
		2,6	69	39	1,74
	8	2	69	40	1,77
		2,6	72	42	1,60

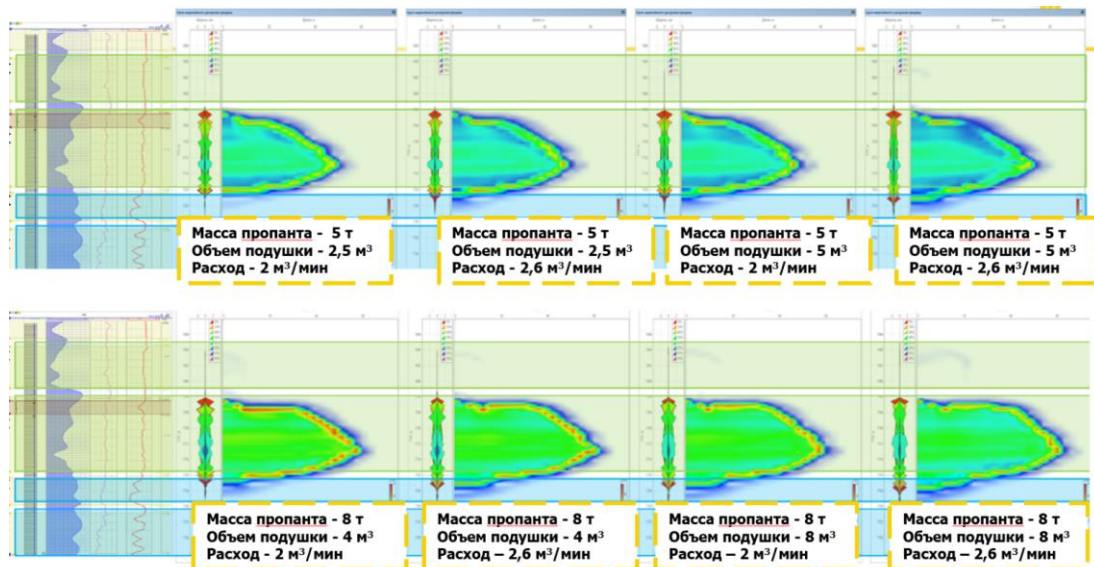


Рисунок 3.7 – Результаты моделирования дизайна ГРП

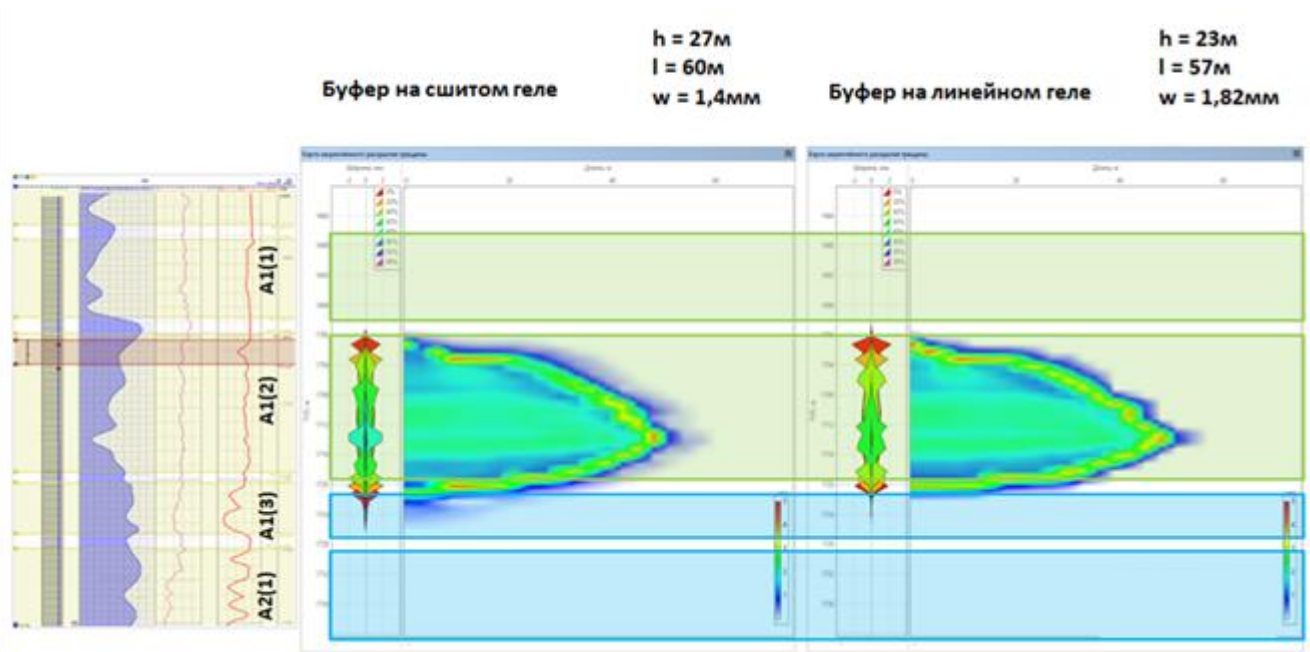


Рисунок 3.8 – Сравнение геометрии трещины при ГРП на сшитом и линейном геле

Промежуточные результаты.

С использованием геомеханической модели, основанной на лабораторных определениях упруго-прочностных свойств керна, проведено многовариантные расчеты для определения оптимального дизайна ГРП, предотвращающего

нежелательное приобщение нижележащего пласта. При проведении операции ГРП необходимо придерживаться следующих рекомендаций:

- использовать при операции ГРП не более 5 тонн проппанта на одну стадию;
- уменьшить объем «подушки» до 50% от массы закачиваемого проппанта;
- применять линейный гель для снижения высоты трещины ГРП;
- по результату тестовых операций необходимо провести оценку необходимости корректировки модели;
- проведение мини-ГРП на линейном геле с закачкой проппанта малой фракции для предотвращения избыточного роста трещины ГРП вниз.

3.2 Обоснование выбора участка для проведения опытно-промышленных работ

В рамках обоснования выбора оптимального участка для проведения ОПР была рассмотрена 21 кустовая площадка (КП), планируемая к реализации в ближайшее время. Для того чтобы говорить не только о качественной, но и о количественной оценке каждой зоны были сформированы критерии оценки зоны для включения в программу ОПР (Таблица 3.4). В критерии оценки были включены параметры, влияющие на экономическую рентабельность и описывающие основные риски недостижения прогнозных показателей.

Параметры №№1-4 влияют на рентабельность:

- мощность ННТ определяет запускной дебит и НДН;
- наличие льгот позволяет повысить рентабельность;
- отказ от бурения скважин ППД в пользу использования перевода в нагнетание существующего транзитного фонда дает возможность значительного сокращения капитальных затрат;
- возможность переориентации проектных скважин в случае недостижения целевых показателей позволит использовать КП для бурения на другой объект и сокращения экономических потерь.

Таблица 3.4 – Критерии оценки рисков

		2 балла	1 балл	0 баллов
1	Мощность начальных нефтенасыщенных толщин (ННТ)	более 8 м	4-8 м	менее 4 м
2	Наличие налоговой льготы (Кд)	Имеется		Отсутствует
3	Возможность использования в ППД транзитного фонда	Замена более 70% скважин ППД	Замена 40-70% скважин ППД	Замена менее 40% скважин ППД
4	Возможность переориентации проектных скважин на другие объекты	100% проектных скважин	50% проектных скважин	менее 50% проектных скважин
5	Текущее насыщение АВ1(3)	Незатронутая разработкой чистонефтяная зона	Незатронутая разработкой водонефтяная зона	Обводнен или водонасыщен
6	Общая мощность АВ1(1-2)	более 20 м	16-20 м	менее 16 м
7	Мощность глинистой перемычки между АВ1(1-2) и АВ1(3)	более 9 м	5-9 м	менее 5 м
8	Наличие фонда АВ1(3)	Фонд отсутствует	Отдельные скважины	Разбурен

Основные риски недостижения связаны с прорывом трещины в нижележащий обводненный пласт АВ1(3) и описываются критериями №№5-7.

Параметр №8 отражает техническую возможность расположения ПФ согласно предложенной схеме и риск пересечения траекторий скважин.

Для последующего масштабирования опыта в случае успешной реализации ОПР была построена «карта рисков» (Рисунок 3.9), которая интегрально описывает вышеупомянутые критерии оценки без привязки к КП и позволяет оценить перспективность зон. Для ее построения карты мощностей (критерии №1,2,6,7), полученные при геологическом моделировании, были пересчитаны в баллы согласно Таблице 3.5 и просуммированы. Это позволит быстро оценить перспективность бурения зоны и только после этого задействовать ресурсы для более трудоемкой оценки КП по остальным критериям. Распределение запасов нефти по кластерам уверенности приведены в Таблице 3.5. По ранжированному списку (Таблица 3.6) определены 4 приоритетных для реализации ОПР КП месторождения N2.

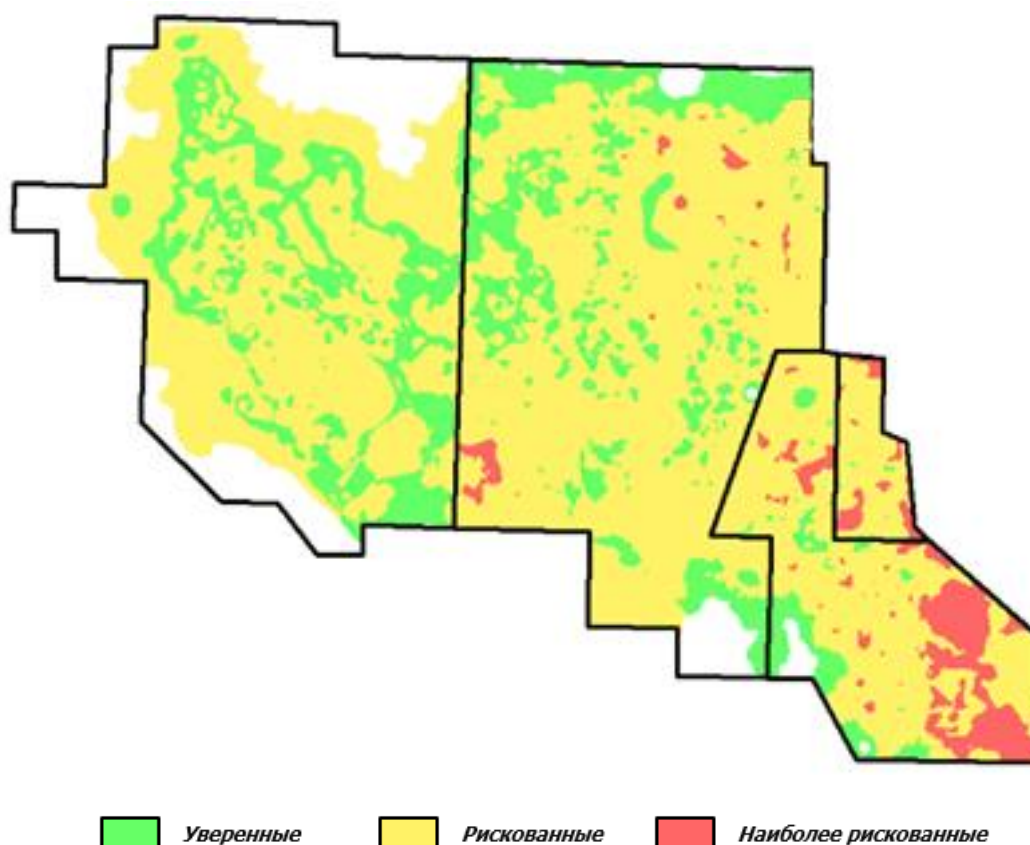


Рисунок 3.9 – «Карта рисков» для выбора участка проведения ОПР

Таблица 3.5 – Распределение запасов нефти по кластерам

Кластер	НГЗ, %
Уверенный	16,6
Рискованный	76,8
Наиболее рискованный	6,7

Для исследования оптимизации сетки скважин было принято решение использовать модель, описывающую рискованный кластер объекта т.к. к ней приурочено более 75% запасов нефти. Обоснованные эффективные решения будут также применимы для уверенного кластера, что в сумме позволит вовлечь в разработку более 93% запасов нефти объекта.

Таблица 3.6 – Оценка КП

Мес- ние	КП	Оценка							Суммарная оценка
		ННТ	Кд	Транз. фонд для ППД, шт	Воз- сть пер- ции	Тек. Нас-ние AB1(3)	Мощность AB1(2)	Толщина глин. Перемычки, м	
N2	230	1	2	2	2	0	2	1	10
N2	286	1	2	2	2	0	2	1	10
N2	281	1	2	1	2	1	2	1	10
N2	203	1	2	1	1	2	2	0	9
N3	67	2	1	1	1	1	2	0	8
N2	101	1	2	2	1	1	1	0	8
N2	4	1	2	1	1	1	2	0	8
N2	304	1	2	0	1	0	2	2	8
N2	283	2	2	1	2	0	1	0	8
N2	214	1	2	2	1	0	2	0	8
N2	154	1	2	2	1	1	1	0	8
N3	64	1	2	1	0	1	2	0	7
N3	219	1	1	1	0	2	2	0	7
N2	280	0	2	0	2	0	1	2	7

Мес- ние	КП	Оценка							Суммарная оценка
		ННТ	Кд	Транз. фонд для ППД, шт	Воз- сть пер- ции	Тек. Нас-ние AB1(3)	Мощность AB1(2)	Толщина глин. Перемычки, м	
N3	69	0	2	2	0	1	2	0	7
N2	129	1	2	1	1	0	2	0	7
N2	24	1	2	2	0	0	1	0	6
N2	58	0	2	0	2	0	1	1	6
N2	208	0	2	1	1	1	1	0	6
N2	231	0	2	0	0	0	2	0	4
N6	10	0	0	0	0	0	1	1	2

3.3 Оптимизация сетки скважин при различных вариантах их заканчивания и расположения

Множество исследований [133; 161; 162; 163; 164; 165; 166; 167] указывают на важное направление для оптимизации разработки месторождений с применением ГС+МГРП – поиск не только оптимальной сетки разработки, но и ее параметров:

- расположения скважин как в разрезе пласта, так и друг относительно друга и скважин ППД;
- ПСС;
- длины ГС;
- количества стадий ГРП.

В работах [163; 166; 167] предложен способ оптимизации размещения добывающих и нагнетательных скважин с ориентацией рядов скважин вдоль преимущественного направления развития трещин (ПНРТ). Также рассмотрены варианты изменения расстояний между рядами скважин для определения наибольшего безводного периода работы, показана возможность увеличения КИН за счет $K_{охв}$ при использовании эффекта авто-ГРП– самопроизвольного роста трещины в нагнетательных скважинах, который позволяет разрядить их ряды без

снижения эффективности системы ППД [163]. Также отмечено, что при наличии выделенного направления развития трещин ГРП и авто-ГРП оптимальный вариант расположения скважин рядами вдоль направления развития трещин ГРП. Определению ПНРТ ГРП в Западносибирской нефтегазоносной провинции посвящено множество работ [168; 169; 170; 171; 172]. Обобщение исследований по месторождениям ООО «РН-Юганскнефтегаз» представлено в работе [172]. На основании данных АКШ, электрических микроимиджеров показано, что на всей группе месторождений азимуты распространения трещин ГРП распределяются нормально с математическим ожиданием $331,90^\circ$ и стандартным отклонением $13,80^\circ$ (Рисунок 3.10).

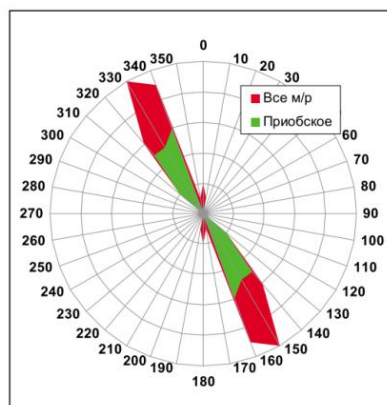


Рисунок 3.10 – Распределение азимутов трещин ГРП рассматриваемого региона

Применение гидродинамического моделирования позволяет оценить показатели разработки различных систем скважин (запускные дебиты, темпы падения, НДН), которые являются базисом для расчета экономических показателей. Для численного моделирования систем разработки скважин с ГРП использовался симулятор, с возможностью описания параметров и геометрии трещин (полудлина, высоты, ширина), полученной на предыдущем этапе исследования [173; 174; 175].

Ключевыми критериями для оценки эффективности разработки любого месторождения является конечный КИН и чистый дисконтированный доход (NPV). Максимизировать КИН можно за счет выбора эффективной системы разработки,

которая обеспечит оптимальные темпы отбора и обводнения, как следствие, это приведет к увеличению NPV, характеризующего экономическую рентабельность. NPV представляет собой сумму всех денежных потоков (притоков и оттоков), приведённых к текущему моменту времени [176]:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (3.6)$$

где CF_t – платеж (денежный поток) через t лет;

$IC=CF_0$ – начальные инвестиции в начальный момент времени;

i – ставка дисконтирования, применяемая для перевода будущих платежей к единой (текущей) стоимости.

Исследование оптимизации сетки скважин проводилось на основе прогноза профиля добычи, рассчитанного с применением ГГДМ в три этапа (Рисунок 3.11). На первом этапе проведен скрининг систем разработки для обоснования расположения и соотношения добывающих и нагнетательных скважин, а также выбора конструкции скважин (ГС+МГРП или ННС+ГРП). На втором этапе произведены расчёты для определения возможности повышения эффективности разработки варьированием ПСС за счет изменения расстояния между скважинами и их рядами скважин. Задача третьего этапа – оценить влияние параметров заканчивания скважины (длина горизонтального участка и плотность ГРП на единицу длины) на технико-экономические показатели разработки.

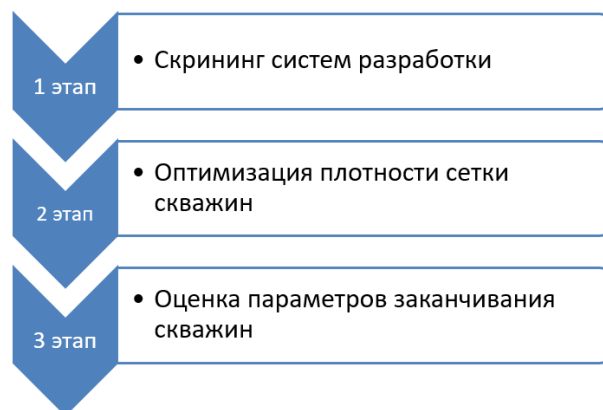
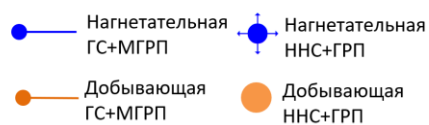
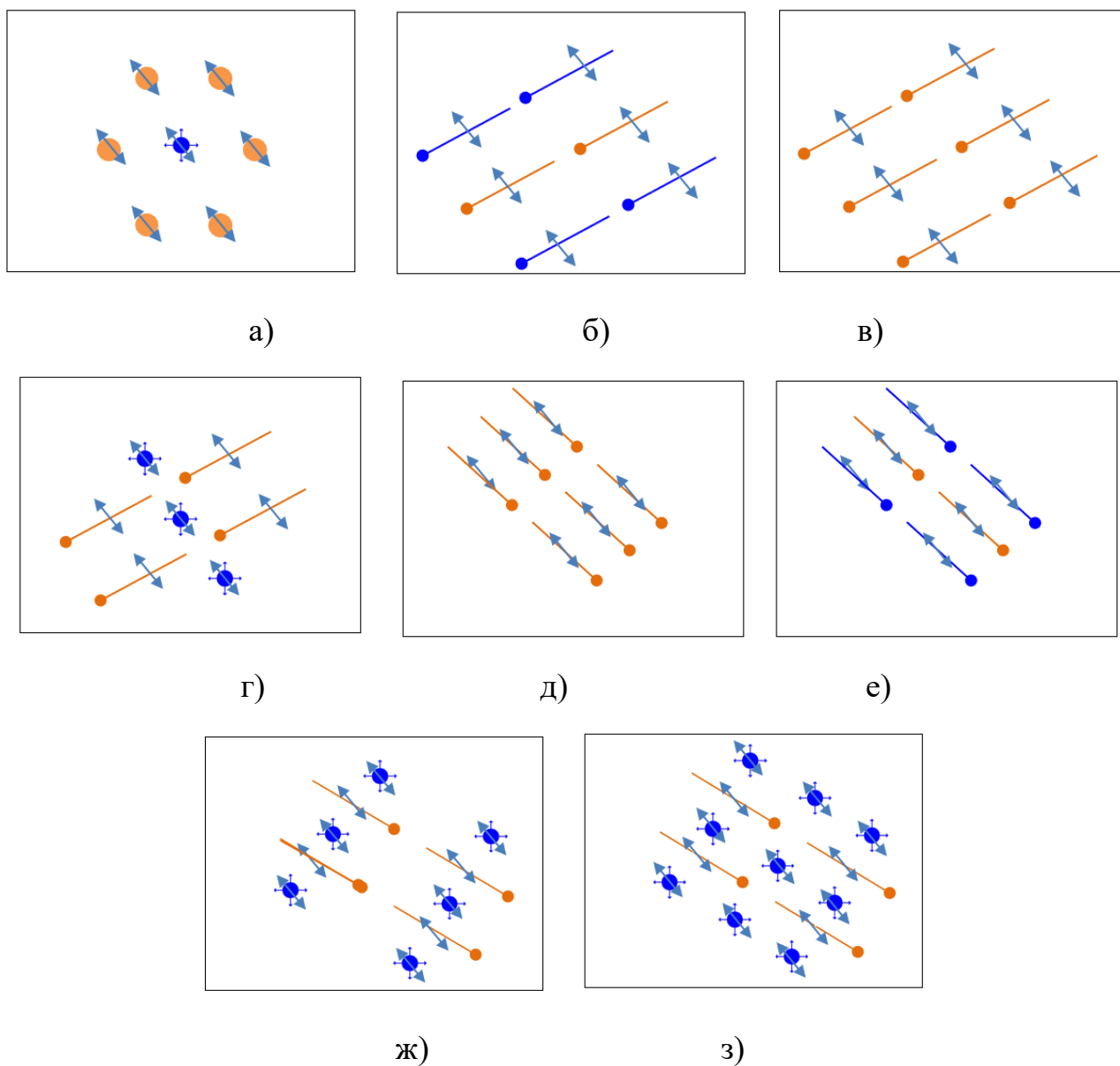


Рисунок 3.11 – Этапы оптимизации системы разработки

Обзор результатов первого этапа гидродинамического моделирования.

На первом этапе был проведен анализ различных систем разработки. Оценка проводилась относительно ранее опробованного варианта расположения скважин - обращенной семиточечной системой с расстоянием между скважинами 500 м [177]. Для рассмотрения было выбрано еще 7 систем разработки. На данном этапе длина ГС принималась равной 800 м, плотность стадий ГРП – 1 стадия на 100 м ГС, расстояние между скважинами – 500 м, расстояние между рядами – 300 м. Из-за низкой проницаемости и высокой расчленённости скважины ППД, для обеспечения достаточной приемистости, также рассчитаны с учетом проведения ГРП. Работа скважин контролировалась забойным давлением 50 атмосфер для добывающих и 350 атмосфер для нагнетательных. Трещина ГРП задавалась согласно параметрам, полученным на предыдущем этапе исследования. Оцениваемые системы разработки условно можно поделить на три группы: исходная- с использованием ННС+ГРП, с использованием ГС+МГРП, ориентированных поперек ПНРТ и с использованием ГС+МГРП, ориентированных вдоль ПНРТ. Всего на первом этапе было рассмотрено 8 вариантов систем расположения скважин:

- обращенная семиточечная (Рисунок 3.12 а) система ННС+ГРП (7т);
- рядная система ГС+МГРП (Рисунок 3.12 б,в), направленная поперек ПНРТ с использованием ГС для ППД (ГС+ГС_п) и на истощение (ГС_п);
- рядная система ГС+МГРП (Рисунок 3.12 г), направленная поперек ПНРТ с использованием ННС для ППД (ГС+ННС_п);
- рядная система ГС+МГРП (Рисунок 3.12 д, е), направленная вдоль ПНРТ с использованием ГС для ППД (ГС+ГС_в) и на истощение (ГС_в);
- рядная система ГС+МГРП (Рисунок 3.12 ж), направленная вдоль ПНРТ, с использованием ННС (1:1) для ППД (ГС+ННС_в);
- рядная система ГС+МГРП (Рисунок 3.12 з), направленная вдоль ПНРТ, с использованием ННС (2:1) для ППД(ГС+2ННС_в) [179].



 Схематическое положение трещины ГРП в соответствии с преобладающим направлением развития

Рисунок 3.12 – Схематическое расположение скважин в рассматриваемых системах разработки

Прогноз накопленной добычи нефти (Рисунок 3.13) по всем вариантам производился на 30 лет, за это время дебит нефти по всем вариантам упал ниже 1 т/сут.

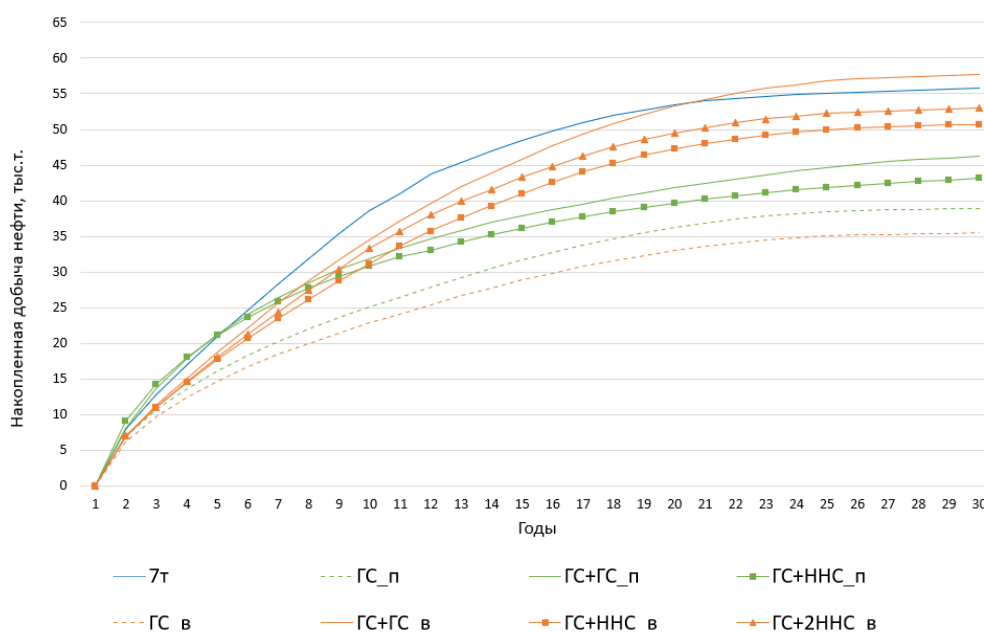


Рисунок 3.13 – Динамика накопленной добычи нефти вариантов систем разработок

Для оценки технико-экономической эффективности разработки для каждого варианта рассчитаны значения NPV и КИН. В качестве экономической оценки здесь и далее будет использовано изменение значения NPV ранее опробованного варианта расположения скважин - обращенной семиточечной системой с расстоянием между скважинами 500 м. Для обращенной семиточечной системы НДН и NPV пересчитаны с учетом коэффициента участия скважин равного 0,33. Введение коэффициента обусловлено необходимостью учесть, что геометрически только треть добытой нефти приходится на рассматриваемый ЭССР, оставшаяся часть поступает извне (Рисунок 3.14). Расчет NPV проведен с учетом капитальных расходов (CAPEX), к которым относится строительство горизонтальных и наклонно-направленных скважин; проведения операций ГРП; и операционных расходов (ОРЕХ) на добычу, сбор и транспортировку продукции, реновацию фонда, транспортировку и закачку воды, налогообложение [179]. В расчете экономической оценки применен коэффициент дисконтирования равный 0,2. Результаты оценки приведены в Таблице 3.7.

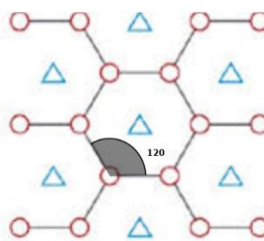


Рисунок 3.14 – Геометризация коэффициента участия для скважин семиточечной системы разработки

Таблица 3.7 – Техничко-экономические показатели систем разработки

	Площадь ЭССР, тыс. м2	НГЗ, тыс. т	НДН, тыс. т	НДН с учетом Куч, тыс. т	КИН	Удельная НДН, тыс.т/га	Относительный NPV/га
7Т	650	227,6	55,9	18,5	8,1%	0,28	1,00
ГС_п	1 100	332,9	39,0	39,0	11,7%	0,35	0,21
ГС+ГС_п	1 100	332,9	46,2	46,2	13,9%	0,42	0,72
ГС+ННС_п	1 100	332,9	43,1	43,1	13,0%	0,39	1,50
ГС+ГС_в	1 100	332,9	57,8	57,8	17,4%	0,53	1,09
ГС_в	1 100	332,9	35,5	35,5	10,7%	0,32	0,32
ГС+ННС_в	1 100	332,9	50,7	50,7	15,2%	0,46	1,70
ГС+2ННС_в	1 100	332,9	53,0	53,0	15,9%	0,48	1,51

Вариант обращенной семиточечной системы показал наихудший результат с точки зрения КИН (Рисунок 3.15). Однако, низкая стоимость наклонно-направленного бурения позволяет сократить капитальные затраты, а НДН, обеспеченная высокой ПСС, повышает экономическую оценку.

На данном этапе площадь ЭССР для всех вариантов на основе ГС+МГРП остается не изменой, поэтому рассмотрение результатов расчета КИН и НДН тождественны. Использование ГС+МГРП даже без организации системы ППД позволяет увеличить КИН на 30-45% в зависимости от ориентации скважин. В целом по показателю КИН системы скважин с использованием ГС+МГРП, направленных параллельно ПНРТ, демонстрируют лучшие показатели, чем

направленные поперек. При этом оба варианта расположения ГС без организации системы ППД показывают быстрое падение дебита, что объясняется быстрым снижением пластового давления за счет низкой связанности пласта. ГС+МГРП, расположенные поперек ПНРТ, обладают бóльшей площадью дренирования за счет развития трещин ГРП перпендикулярно стволу скважины, вследствие чего им характерны более высокие стартовые дебиты. В случае работы на истощение это позволяет уменьшить темп падения добычи и добиться более высоких показателей НДН по сравнению с аналогичным вариантом, но расположенным вдоль ПНРТ. С точки зрения экономики показатели НДН делают разработку пласта АВ(1-2) без организации системы ППД низкорентабельной [179].

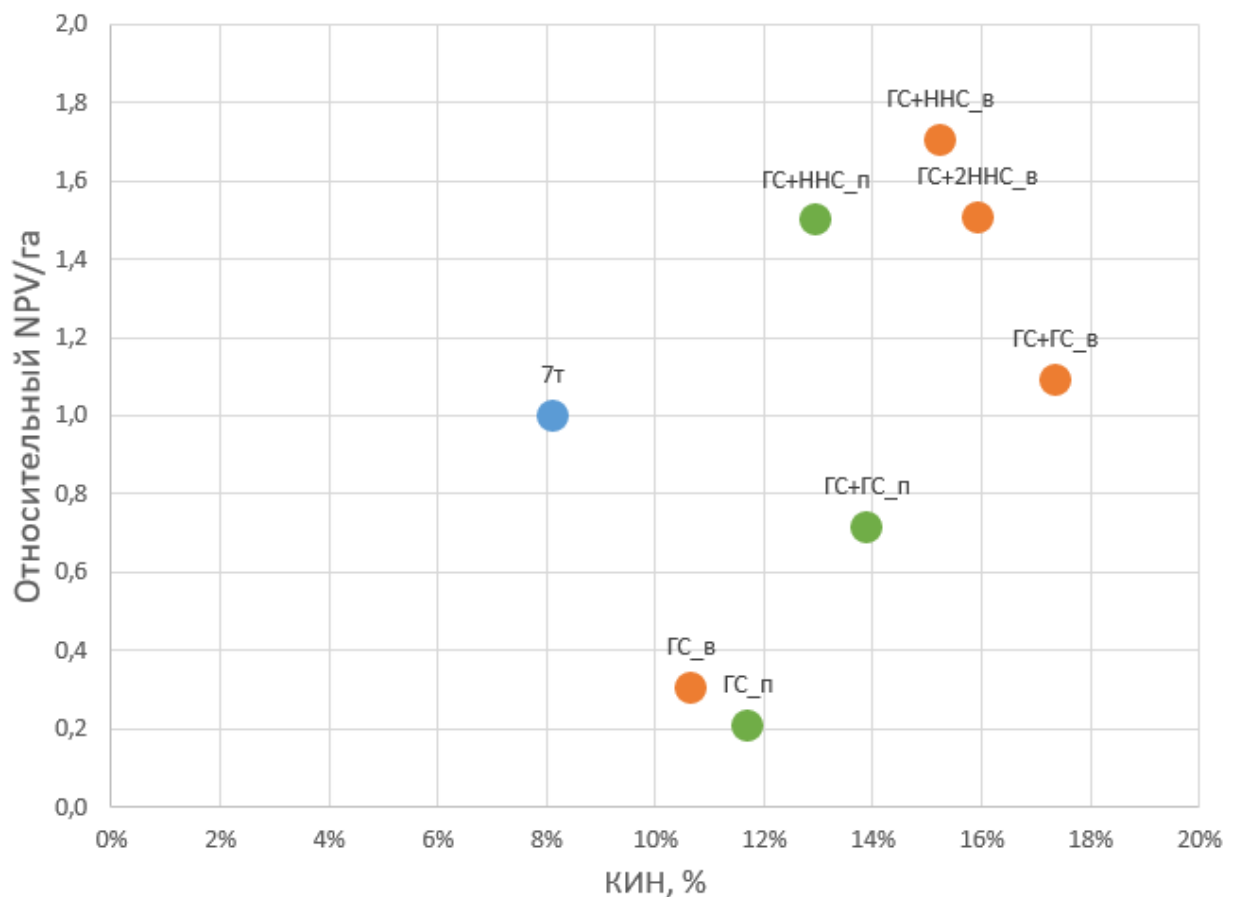


Рисунок 3.15 – Сравнение технико-экономических показателей систем разработки

Сравнивая варианты с организацией системы ППД становится видно, что в первые 6 лет по НДН лидируют сетки, расположенные поперек ПНРТ, это

объясняется, как и более высокими стартовыми дебитами, так и более ранним влиянием системы ППД. При расположении скважин поперек рост трещин ГРП направлен перпендикулярно стволу скважины, за счет чего происходит «сближение» рядов на величину двух полудлин трещин ГРП (Рисунок 3.16, 3.17).

Сближение, кроме того, приводит к более раннему приходу ФНВ к добывающим скважинам и росту обводненности. За счет более плавной динамики обводнения, несмотря на меньший запускной дебит жидкости, через 6 лет работы сетки скважин, расположенные вдоль ПНРТ, по НДН превосходят аналоги, направленные поперек ПНРТ.

Использование в качестве нагнетательной скважины ГС позволяет более равномерно (Рисунок 3.18) вытеснять запасы нефти к добывающей скважине и отдаляет время прорыва ФНВ в добывающую скважину. За счет этого достигается более полный охват площади ЭССР заводнением и, соответственно, лучший показатель НДН. Сетки с использованием ГС+МГРП для организации ППД показывают бóльшую эффективность с точки зрения КИН, чем при применении ННС+ГРП, при одинаковом расположении скважин. Однако ситуация меняется, если учитывать экономическую составляющую. Высокая стоимость горизонтального бурения, а также увеличение количества операций ГРП резко увеличивает CAPEX и, как следствие снижает его рентабельность, даже при первоначальном запуске нагнетательных скважин в добычу. Использование для ППД ННС+ГРП позволяет снизить CAPEX, повышая экономическую составляющую, и в то же время обеспечить темп добычи, позволяя достичь лучших значений КИН [179].

Использование в качестве нагнетательной скважины ГС позволяет более равномерно (Рисунок 3.18) вытеснять запасы нефти к добывающей скважине и отдаляет время прорыва ФНВ в добывающую скважину. За счет этого достигается более полный охват площади ЭССР заводнением и, соответственно, лучший показатель НДН. Сетки с использованием ГС+МГРП для организации ППД показывают бóльшую эффективность с точки зрения КИН, чем при применении ННС+ГРП, при одинаковом расположении скважин.

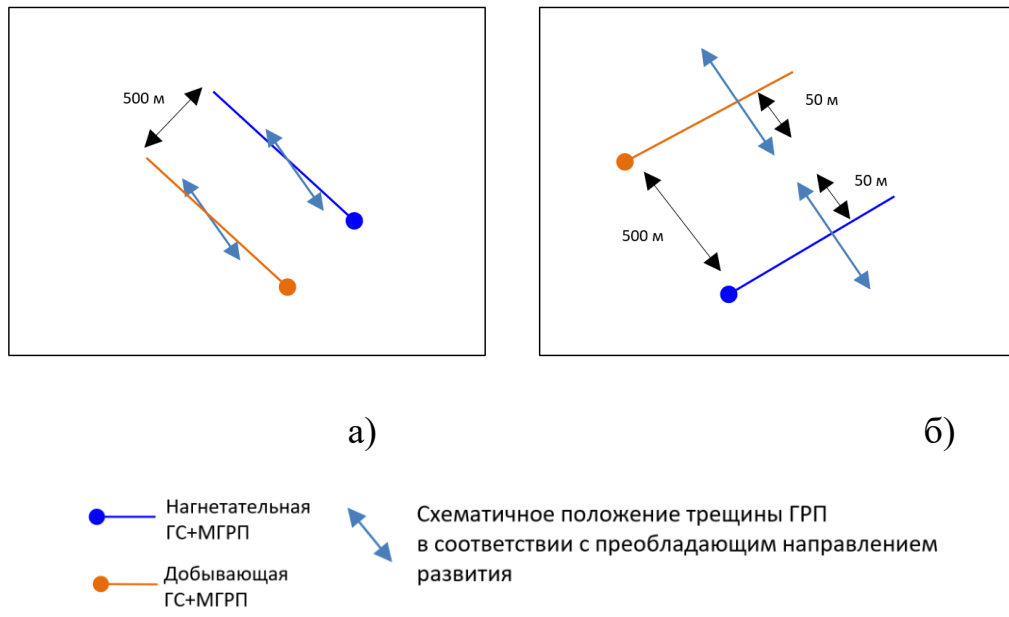


Рисунок 3.16 – Схематическое расположение скважин и трещин ГРП в случае расположения скважин а) вдоль и б) поперек ПНРТ

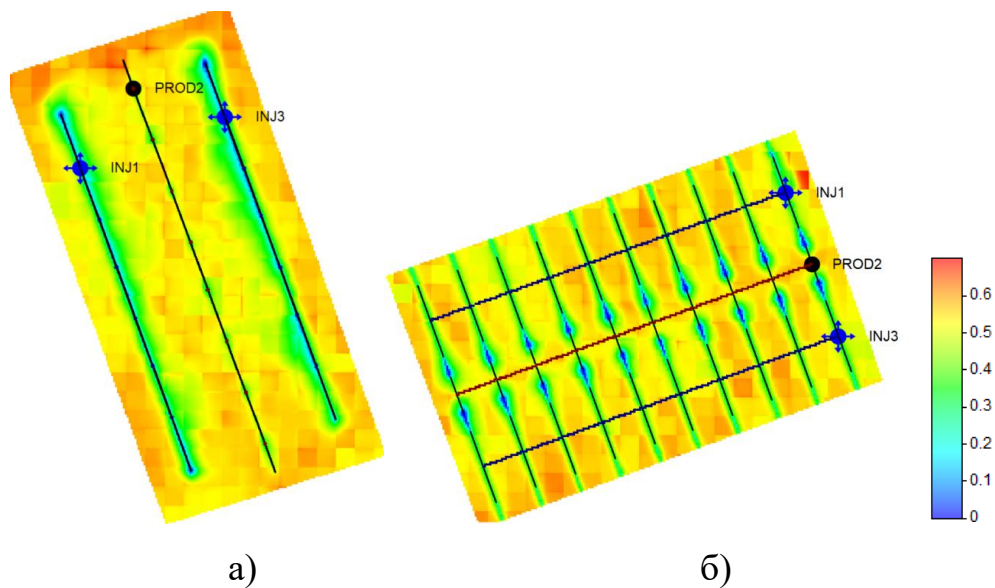


Рисунок 3.17 – Карта нефтенасыщенности при использовании для закачки в случае расположения скважин а) вдоль и б) поперек ПНРТ

Однако ситуация меняется, если учитывать экономическую составляющую. Высокая стоимость горизонтального бурения, а также увеличение количества операций ГРП резко увеличивает CAPEX и, как следствие снижает его рентабельность, даже при первоначальном запуске нагнетательных скважин в

добычу. Использование для ППД ННС+ГРП позволяет снизить CAPEX, повышая экономическую составляющую, и в то же время обеспечить темп добычи, позволяя достичь лучших значений КИН [179].

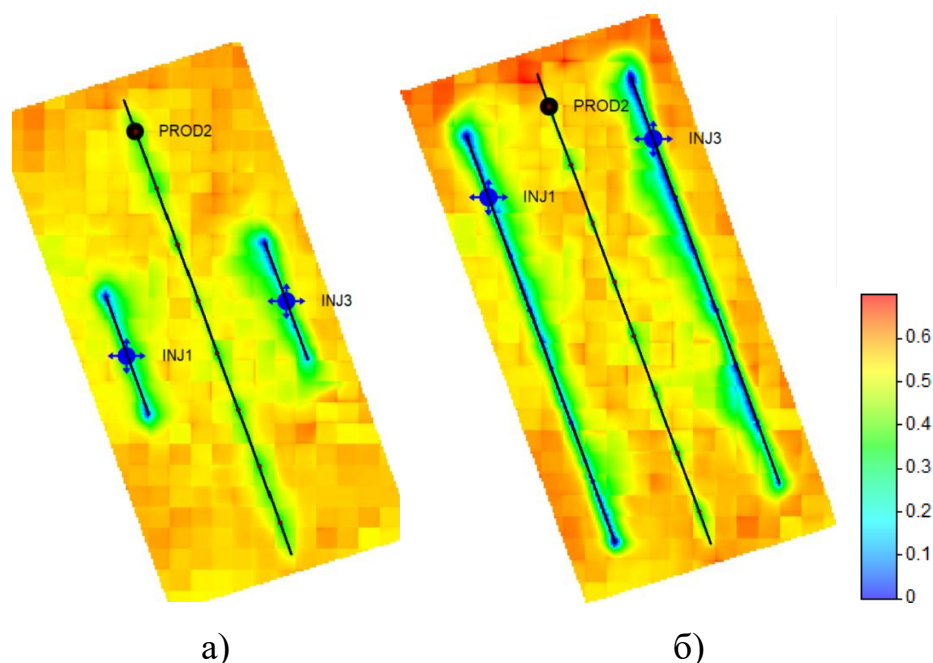


Рисунок 3.18– Пример карты нефтенасыщенности и распространения ФНВ в случае использования для закачки а) ННС+ГРП б) ГС+МГРП

Предпочтение расположения ГС+МГРП вдоль ПНРТ обусловлено не только лучшими технико-экономическими показателями, но и минимизацией риска прорыва воды через трещину ГРП нагнетательных скважин т.к. она будет направлена параллельно добывающим ГС+МГРП и не приведет к быстрому обводнению от ФНВ. С технико-экономической точки зрения предпочтение отдано рядной системе ГС+МГРП (ГС+ННС_в), направленной вдоль ПНРТ, с использованием ННС (1:1) для ППД. Согласно расчету, она обеспечивает лучшее соотношение NPV/КИН и требует меньший объем дополнительных инвестиций на обустройство КП за счет уменьшения количества буримых скважин. С технологической точки зрения в плотно разбуренных районах это снижает риски бурения, связанные с пересечением стволов скважин. Кроме того, при использовании системы разработки с одной нагнетательной скважины легче

реализовать возможность не бурения, а перевода существующих скважин в ППД с сохранением геометрии сетки скважин.

Обзор результатов второго этапа гидродинамического моделирования.

На втором этапе произведена оценка технико-экономической эффективности выбранной системы скважин в зависимости от ПСС (Рисунок 3.19), определяемой расстояниями между добывающими скважинами (параметр А) и между рядами добывающих скважин (параметр В), вариация коэффициента А проводилась в интервале 300-600 м, В – 200-400 м с шагом 100 м. Длина ГС, как и на первом этапе принята равной 800 м, плотность проведения ГРП- 1 стадия на 100 м.

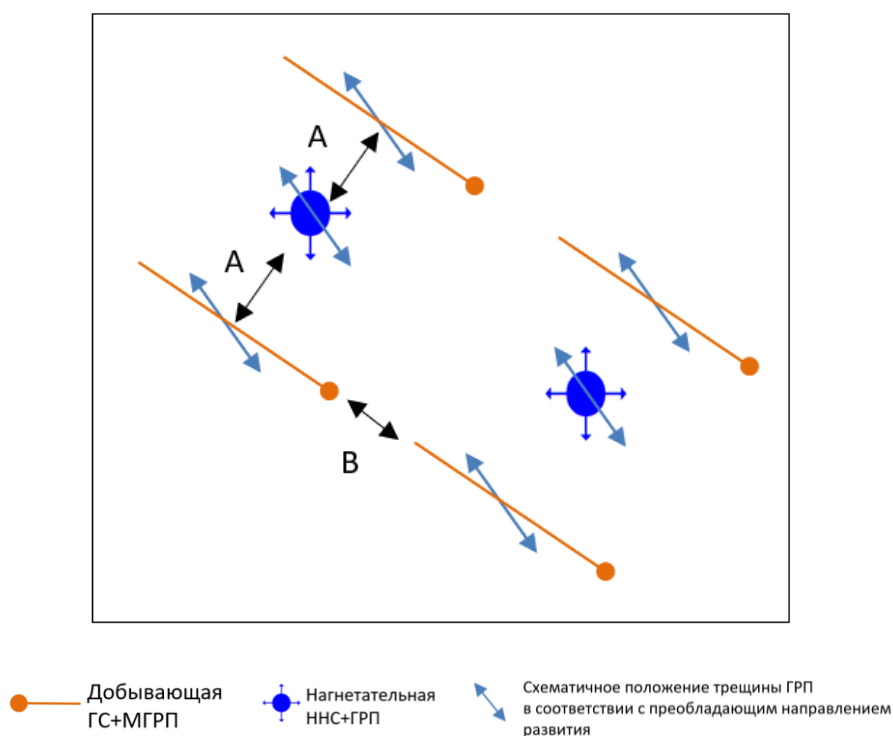


Рисунок 3.19 – Схематическое обозначение параметров ЭССР

Если на первом этапе НДН фактически указывала на преимущество в эффективности разработки для систем на основе ГС+МГРП, то теперь значительно меняется площадь рассматриваемого ЭССР и, следовательно, его НГЗ. Результаты расчета добычи нефти на 30 лет приведены на Рисунке 3.20, как и на первом этапе за это время дебит нефти по всем вариантам упал ниже 1 т/сут. Расчет экономической эффективности (Таблица 3.8) произведен в тех же условиях, что и

на первом этапе, сравнение ведется по изменению NPV, обращенной семиточечной система ННС+ГРП.

Максимального НДН достигли варианты с расстоянием между скважинами равным 600 м, но, из-за низких ФЭС и слабого влияния системы ППД и большей площади ЭССР, по показателю КИН они проигрывают остальным вариантам (Рисунок 3.21). NPV по этим вариантам ниже также по причине низкой удельной добычи на единицу площади. При сближении скважин до 500 м увеличивается коэффициент охвата, эффективность системы ППД и, следовательно, КИН. Также повышается экономическая оценка: несмотря на увеличение CAPEX на единицу площади, увеличение удельной добычи нефти повышает экономическую оценку. При дальнейшем сближении скважин до 400 м по тем же причинам продолжается улучшение технико-экономических оценок. Однако варианты со сближением до 300 м, несмотря на наименьшую НДН, по КИН показали лучший результат. При этом высокая ПСС, благодаря которой достигается максимальный КИН, влечет за собой увеличение CAPEX на единицу площади и снижает экономическую привлекательность варианта.

По всем вариантам сближение рядов горизонтальных скважин (параметр В), как и уменьшение параметра А увеличивает ПСС и, как следствие, КИН, но при этом также увеличиваются удельные затраты на бурение. Для всех вариантов точкой перегиба в оценке технико-экономической эффективности является расстояние между рядами 300 м, после чего увеличение НДН не компенсирует затраты на ее достижение.

Результаты оптимизации ПСС, относительно первоначальных вариантов размещения скважин представлены на Рисунке 3.22. Сближение скважин позволило достичь КИН, сопоставимый с использованием ГС+МГРП для нагнетания, при этом за счет использования для целей закачки ННС+ГРП позволило сократить затраты на бурение и повысить экономическую оценку. По результатам второго этапа наилучший результат показало применение рядной системы ГС+МГРП, направленной вдоль ПНРТ, с использованием ННС (1:1) для ППД (ГС+ННС_в) с параметром А равным 400 м, В- 300 м.

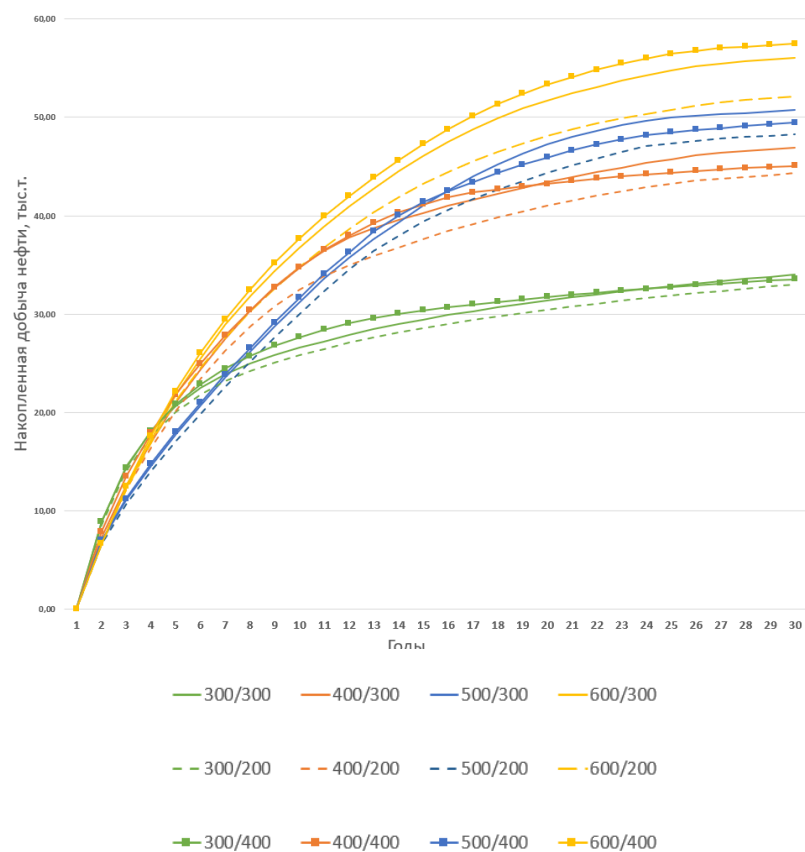


Рисунок 3.20 – Динамика накопленной добычи нефти вариантов расположения скважин (параметр А/параметр В)

Таблица 3.8 – Техничко-экономические показатели вариантов расположения скважин

Параметр А, м	Параметр В, м	Площадь ЭССР, тыс. м2	НГЗ, тыс. т	НДН, тыс. т	КИН, %	Удельная НДН, тыс.т/га	Относительный NPV/га
300	200	600	180,1	33,0	18,3	0,55	1,61
	300	660	199,9	34,0	17,0	0,52	1,66
	400	720	215,9	33,5	15,5	0,47	1,56
400	200	800	244,1	44,3	18,2	0,55	1,83
	300	880	269,3	47,0	17,4	0,53	1,95
	400	960	293,5	45,1	15,4	0,47	1,82
500	200	1 000	302,5	48,2	15,9	0,48	1,67
	300	1 100	331,9	50,7	15,3	0,46	1,70
	400	1 200	362,1	49,5	13,7	0,41	1,57

Параметр А, м	Параметр В, м	Площадь ЭССР,	НГЗ,	НДН , тыс. т	КИН, %	Удельная НДН,	Относительный NPV/га
600	200	1 200	362,1	52,1	14,4%	0,43	1,52
	300	1 320	401,4	56,1	14,0%	0,43	1,57
	400	1 440	435,9	57,5	13,2%	0,40	1,46

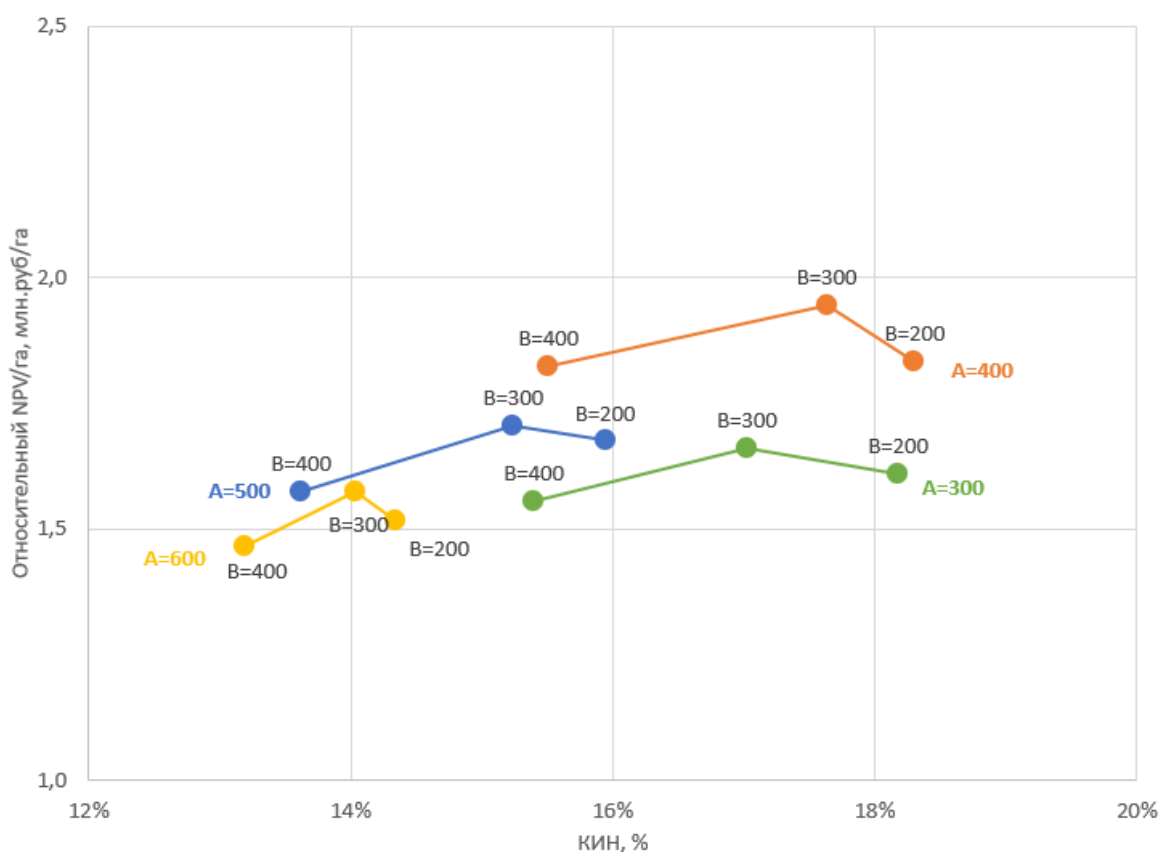


Рисунок 3.21 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов расположения скважин

Обзор результатов третьего этапа гидродинамического моделирования.

На третьем, завершающем, этапе моделирования стояла задача определить оптимальную длину ГС и расстояние между муфтами ГРП. Расчет проводился для трех вариантов длины – 800, 1 000, 1 200 м и трех вариантов плотности проведения ГРП- 1 стадия на 50, 100, 150м. Дальнейшее увеличение длины ГС не рассматривается т.к. для реализации требует привлечения более мощных буровых установок, что влечет скачкообразное увеличение стоимости бурения и, как

следствие, значительное снижение экономической оценки в целом. Также при реализации большей длины ГУ имеется ряд технических факторов.

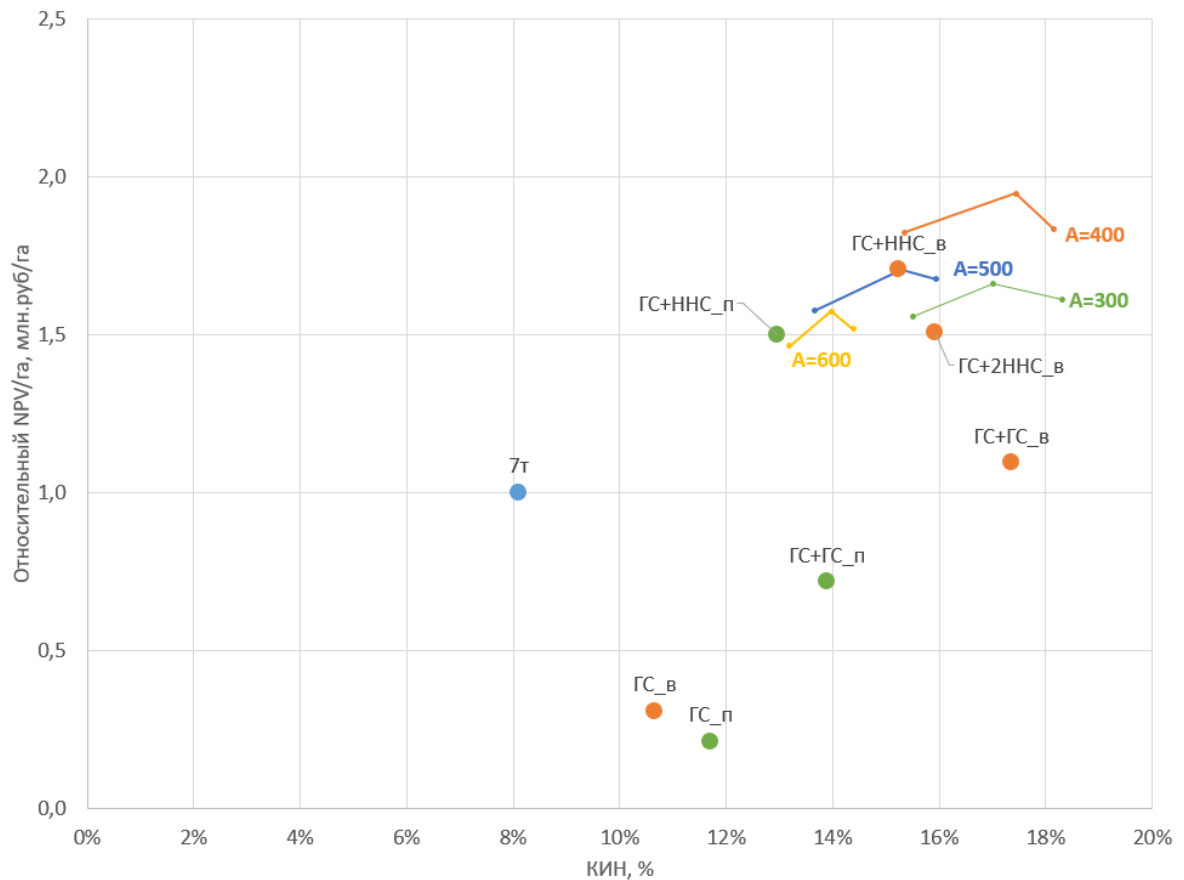


Рисунок 3.22 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов расположения скважин

В первую очередь это риск низкой эффективности проводки – отношения проходки ГУ скважины по коллектору к общей длине ГУ. Высокая степень анизотропии и изменчивости пласта ведет к риску выхода ствола скважины из интервала с благоприятными ФЕС, в результате чего службой геостиринга будет предпринята попытка вернуться в целевой интервал (ЦИ) за счет корректировки проектной траектории. При этом часть ствола будет проведена по непродуктивной части разреза, что приведет к снижению дебитов скважины и, как следствие, скажется на экономической эффективности. Даже при быстром возвращении в ЦИ, и, соответственно, низкой потери эффективности проводки, резкие изменения зенитного угла приведут ГУ к виду синусоиды. При больших длинах ствола это может привести к невозможности спуска хвостовика в ГУ до забоя и потери части

или всего ствола скважины. По аналогии с предыдущими этапами каждому варианту дана технико-экономическая оценка исходя из параметров КИН и NPV (Таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Техничко-экономические показатели вариантов заканчивания скважин

Длина ГУ, м	Расстояние между портами ГРП, м	Количество ГРП, шт	Площадь ЭССР, тыс. м ²	НГЗ, тыс. т	НДН, тыс. т	КИН, %	Относительный NPV/га	Удельная НДН, тыс.т/га
800	50	17	880	266,3	49,3	18,5	1,99	0,6
	100	9	880	266,3	47,0	17,6	1,94	0,5
	150	6	880	266,3	42,0	15,8	1,58	0,5
1000	50	21	1040	312,3	57,7	18,5	2,01	0,6
	100	11	1040	312,2	55,3	17,7	2,12	0,5
	150	7	1040	312,2	49,1	15,7	1,61	0,5
1200	50	25	1200	363,1	67,5	18,6	2,03	0,6
	100	13	1200	363,1	64,6	17,8	2,18	0,5
	150	9	1200	363,1	57,1	15,7	1,69	0,5

Увеличение длины ГУ при сохранении плотности расположения муфт ГРП на единицу длины закономерно ведет к увеличению НДН. Но в первую очередь это связано с увеличением дренируемой площади т.к. удельная НДН и, следовательно, КИН меняется не значительно. При этом сближение муфт ГРП ведет к более эффективному дренированию площади и увеличению КИН. Однако, эффект от сближения имеет свой предел, при проведении 1 стадии ГРП на 50 м длины ГУ прирост НДН не компенсирует затрат на проведение операций по стимулированию пласта вследствие интерференции работы трещин и снижении добычи, приходящейся на порт ГРП. Наилучший результата по параметрам КИН и NPV показал ЭССР с ГС+МГРП длиной 1 000 м с расположением муфт ГРП с плотностью 1 стадия на 100 м (Рисунок 3.23).

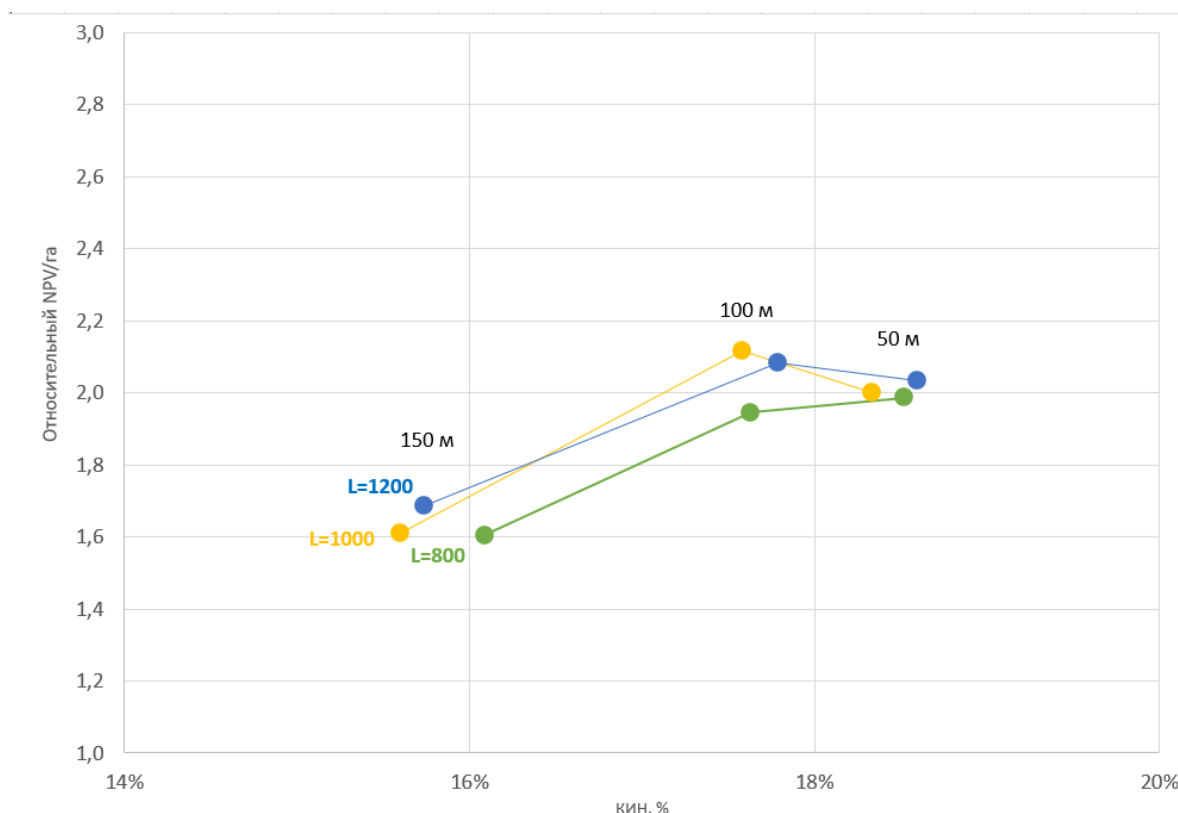


Рисунок 3.23 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов заканчивания скважин

3.4 Выводы по главе 3

Для повышения успешности и минимизации риска прорыва трещины ГРП в нижележащий обводненный высокопроницаемый пласт АВ1(3) на основе исследований отобранных образцов керна была построена геомеханическая модель пласта. На ее основе рассчитаны оптимальные дизайны ГРП и получены параметры трещины ГРП. Предложены способы снижения риска приобщения водонасыщенных интервалов за счет ограничения массы закачиваемого проппанта, уменьшения объема «подушки» и применения линейного геля.

Для выбора оптимального участка для проведения ОПР составлен список критериев. По части критериев построена карта рисков для оценки всей площади рассматриваемой группы месторождений, позволяющая оперативно оценить геологические риски перед детальным рассмотрением технологической возможности бурения КП.

Для выбора и оптимизации наиболее эффективной системы разработки было выполнено 26 прогнозных расчета на ГГДМ с последующей оценкой экономического эффекта. С точки зрения оценки КИН и NPV наиболее эффективной показала себя рядная система ГС+МГРП, длиной ГУ 1000 м и 1 портом ГРП на 100 м длины, направленная вдоль ПНРТ, с использованием ННС (1:1) для ППД, и расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 400 м, между рядами ГС – 300 м. По сравнению с исходным вариантом КИН и NPV увеличились более чем в 2 раза, основной эффект в повышение технико-экономической оценки достигнут за счет перехода к системе разработке на основе ГС+МГРП (Рисунки 3.24 и 3.25) [179]. За счет этого достигнуто увеличение КИН на 88% и относительного NPV на 70%. По ряду КП в качестве дополнительной опции для оптимизации предложено использование существующих транзитных скважин для организации системы ППД, при возможности сохранить геометрию системы разработки, что позволит дополнительно повысить NPV.

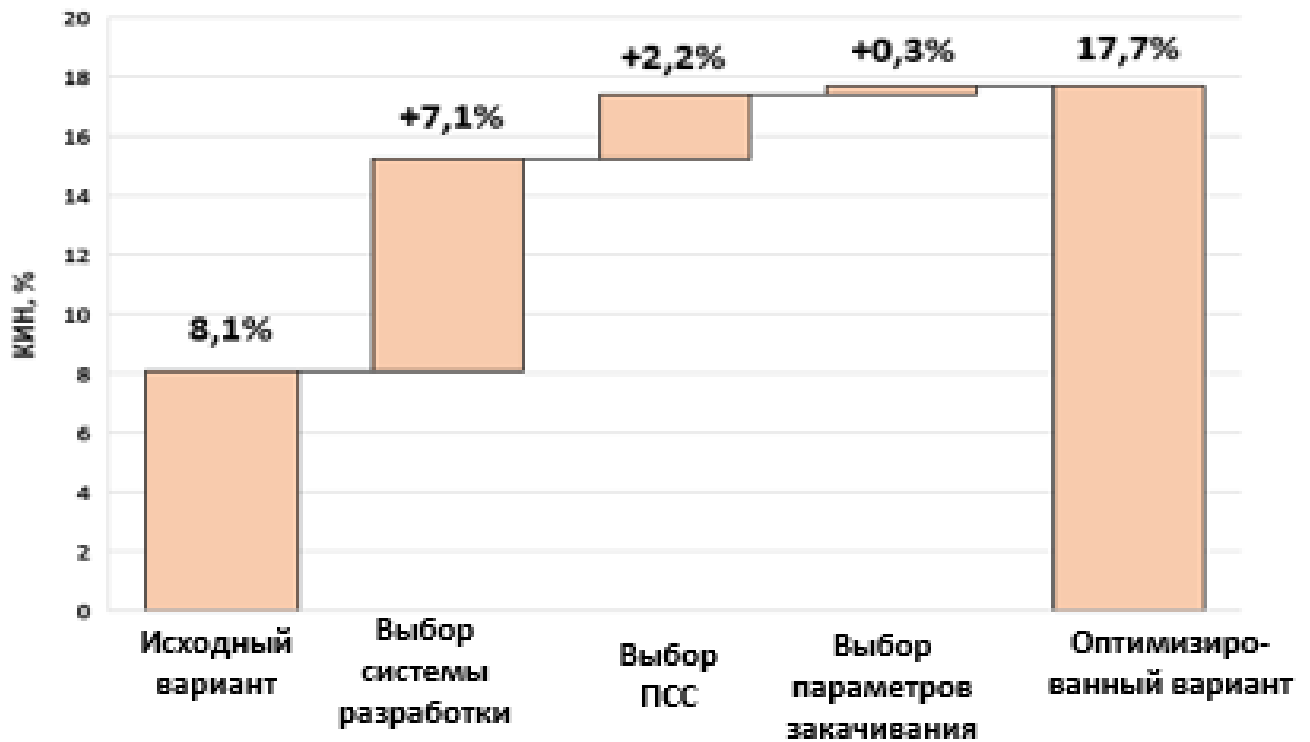


Рисунок 3.24 – Факторный анализ изменения КИН

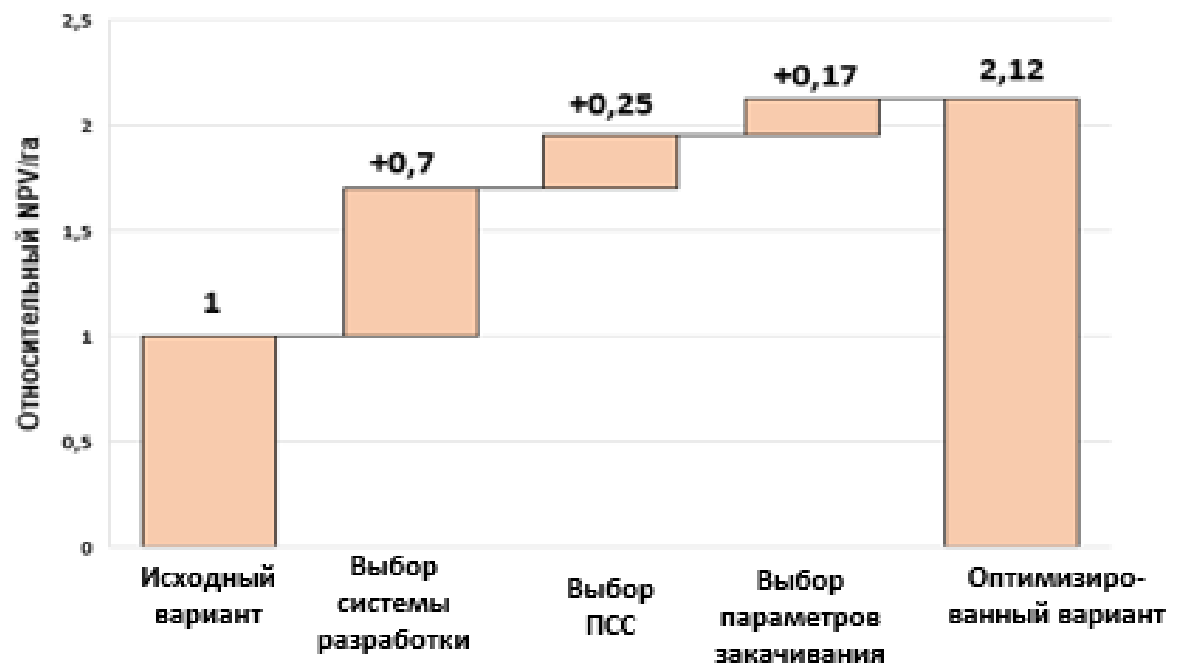


Рисунок 3.25 – Факторный анализ относительного NPV

ГЛАВА 4 АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ И ПРОГНОЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОПЫТНО- ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

С учетом, описанных в 3 главе, результатов моделирования были внесены изменения в параметры проведения ГРП на ННС, в результате чего средняя обводненность после ГРП снизилась с 77% в 2015-2017 гг. (Таблица 3.1) до 59% в 2018 г. (Таблица 4.1). Снижение обводненности и дебита жидкости указывает на приобщение пропластков пласта АВ1(1-2) без прорыва трещины в нижележащий водонасыщенный пласт АВ1(3).

Таблица 4.1 – Результаты ГРП с учетом рекомендаций

Скважина	Масса пропанта, т	Остановочные параметры (АВ1(3))			Запускные параметры ННС		
		Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обв., %	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Обв., %
W5	7	219,1	1,6	99	3,1	1,9	25
W6	8	25	10,9	57	27,2	5,6	76
W7	8	15,1	0,4	97	9,8	3	65
W8	7	47,3	0,9	98	9,7	5,7	34

Для оценки приобщения нижележащего пласта АВ1(3) в скважине Well-8 проведено исследование методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) с закачкой контрастных пачек. Низкая минерализация пластовых вод позволяет использовать этот метод ГИС для выявления сообщения перфорированного пласта АВ1(1-2) с нижележащим неперфорированным АВ1(3) через трещину ГРП. Метод заключается в записи ИННК до и после закачки в пласт минерализованной воды плотностью 1,16-1,18 г/см³. По данным ИННК коллекторы характеризуются высокими значениями времени жизни тепловых нейтронов (230-

245 мкс). Атомы хлора обладают повышенным сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому после насыщения минерализованной водой, коллекторы характеризуются низкими показаниями ИННК (120-140 мкс) [160]. После проведения фонового замера и операции ГРП в пласт был закачан солевой раствор с плотностью 1,18 г/см³ и проведена повторная регистрация ИННК (Рисунок 4.1). Проведенные исследования показали работу объекта АВ1(1-2) без прорыва трещины ГРП в нижерасположенный объект АВ1(3) и отсутствие заколонных перетоков между ними. О работе только целевого пласта АВ1(1-2) также указывает снижение дебита жидкости и обводнения после проведенной операции ГРП [144].

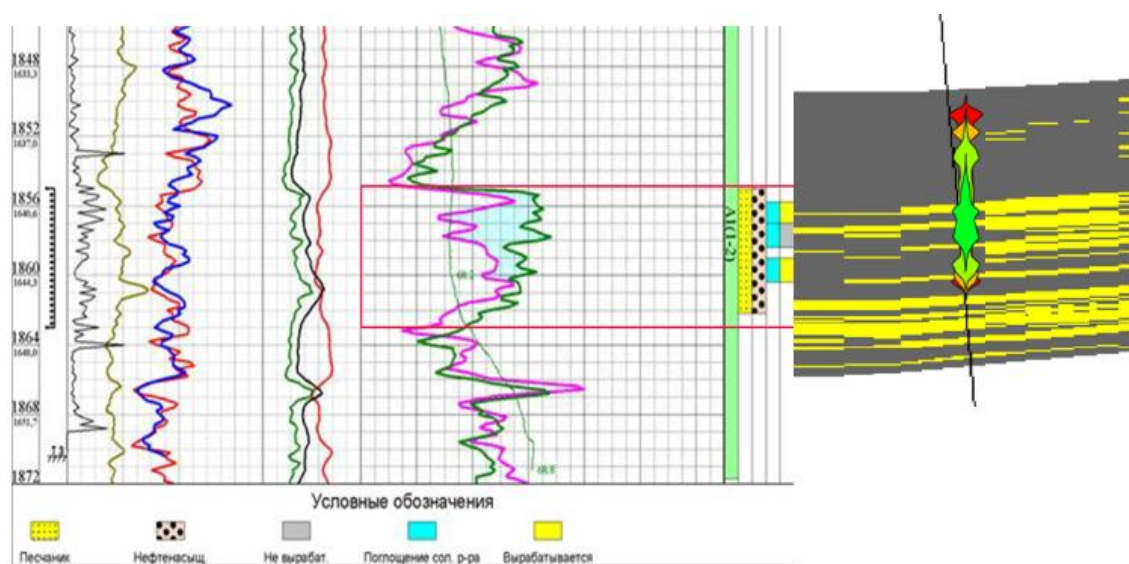


Рисунок 4.1 – Результаты повторного ИННК на скважине Well-8 и расчета трещины ГРП

До проведения исследования на пласт АВ1(1-2) было реализовано 8 ГС+МГРП (Таблица 4.2) в т.ч. 7 методом зарезки бокового горизонтального ствола (НВ 1-7). Все скважины были запущены на истощение без организации системы ППД. В скважине НВ-7 из-за технических проблем ГРП проведен не в полном объеме и поэтому из дальнейшего рассмотрения результатов она исключена.

Для каждой скважины рассчитаны темпы падения дебита жидкости и нефти в зависимости от месяца эксплуатации. Можно выделить два характерных тренда

падения дебита жидкости (Рисунок 4.2): по скважинам НВ- 4,6,8 наблюдается резкое падение дебита жидкости в первые месяцы, характерное для слабопроницаемых и расчлененных коллекторов, после чего падение прекращается на уровне около 40% от начального дебита. По скважинам НВ-1,2,3,5 падения практически не наблюдается. При этом на скважине НВ-2 после пуска более производительного насоса (320 м³/сут вместо 80 м³/сут) дебит жидкости увеличился в 2,5 раза относительно начального. Это указывает на то, что по данной группе скважин произошло приобщение трещиной ГРП нижележащего пласта АВ1(3), за счет чего поддерживается постоянный дебит жидкости при низких отборах. Фактические темпы падения дебита жидкости скважин, ведущих добычу с пласта АВ1(1-2), согласуются с прогнозными, полученными при геолого-гидродинамическом моделировании систем разработок на естественном режиме (Рисунок 4.3).

Таблица 4.2 – Запускные параметры реализованных скважин

Скважина	Фактические запускные параметры		
	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
НВ-1	157	27	83
НВ-2	118	24	90
НВ-3	117	22	82
НВ-4	130	8	94
НВ-5	189	23	88
НВ-6	104	34	65
НВ-7	13	1	92
НВ-8	84	25	70

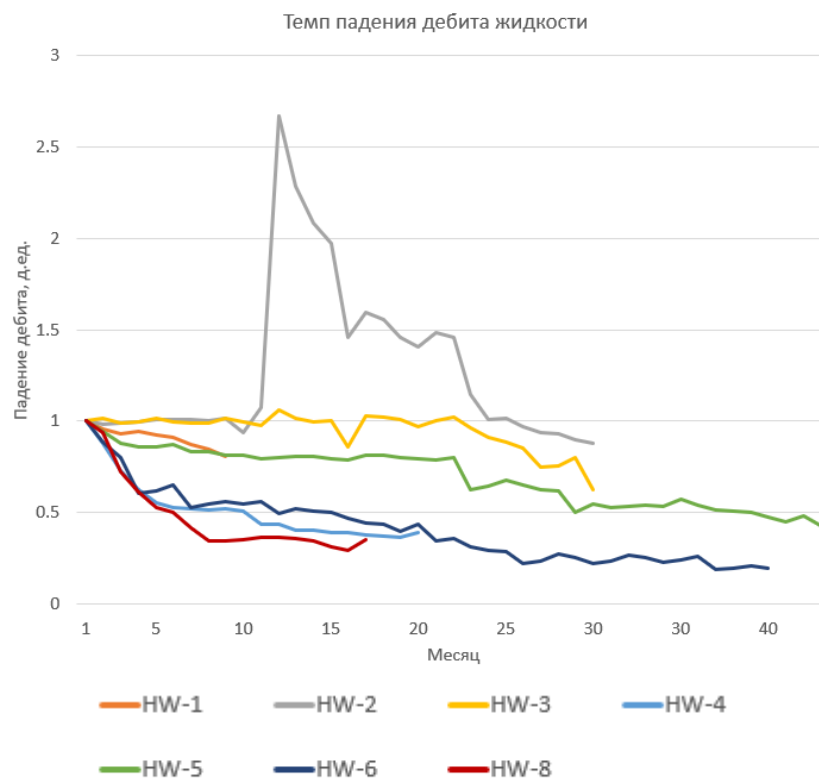


Рисунок 4.2 – Темп падения дебита жидкости скважин

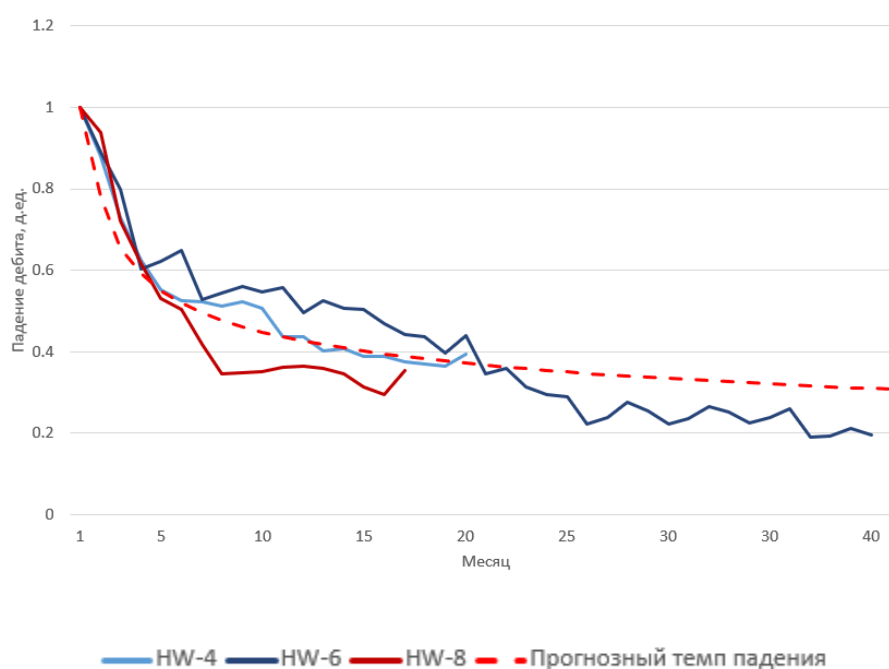


Рисунок 4.3 – Сопоставление фактических и прогнозных темпов падения дебита жидкости

Аналогично было проведено сравнение фактических и расчетных темпов падения дебита нефти (Рисунок 4.4). Но по отношению к ним выводы не

столь однозначны. Скважина НВ-8 согласуется с плановым показателем. По НВ-4 соответствие наблюдается первые полгода, после чего по дебиту жидкости и нефти наблюдается небольшой рост, затем через год после запуска происходит резкое обводнение. Предположительно это связано с включением в рассматриваемом районе скважины ППД на нижележащий пласт и приобщением АВ1(1-2) через трещину ГРП. Колебания нефти по скважине НВ-6 связаны с нестабильной обводненностью скважины, колеблющейся от 70 до 100% (Рисунок 4.5).

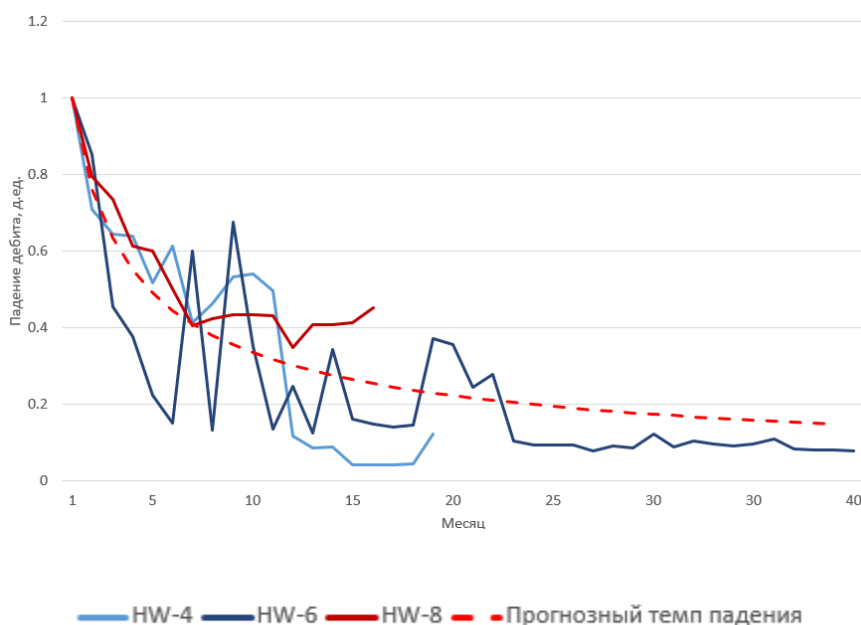


Рисунок 4.4 – Сопоставление фактических и прогнозных темпов падения дебита нефти

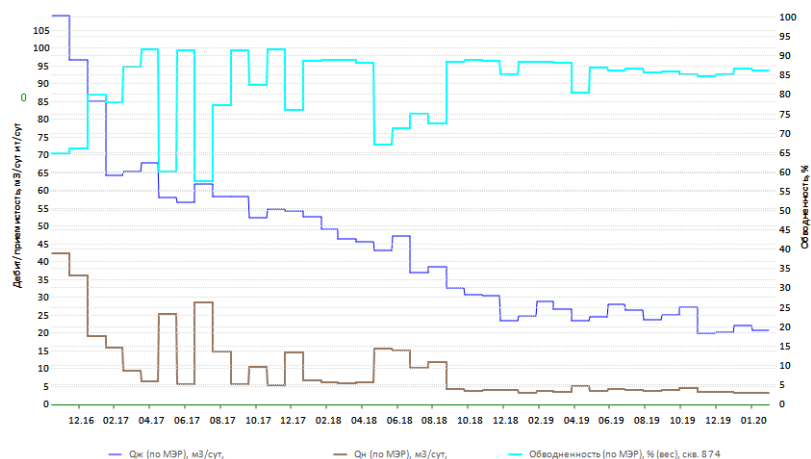


Рисунок 4.5 – Показатели работы скважины НВ-6

В ходе описанного в предыдущей главе ранжирования площади рассматриваемой группы месторождений, приоритетной к реализации выбрана КП-230, резервной- 286. Преимущество данного района обусловлено наличием благоприятных ФЕС в кровельной части пласта, проводка ГУ в котором позволит дополнительно снизить риски прорыва трещины ГРП в нижележащий пласт (Рисунок 4.6).

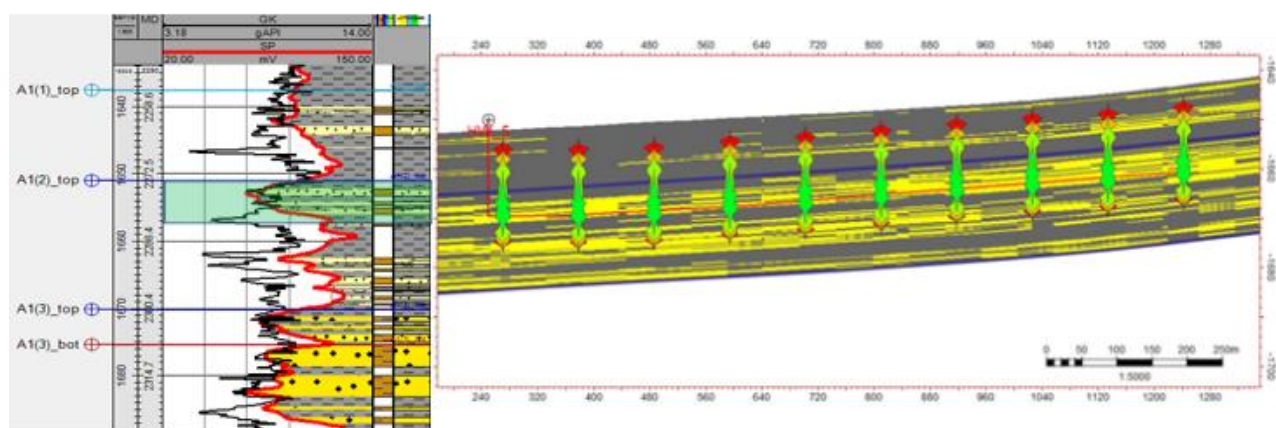


Рисунок 4.6 – Схематичное положение в разрезе пласта планируемой к реализации скважины и трещин ГРП

Рассмотрено три сценария реализации ОПР:

- исходный – реализация одного ЭССР обращенной семиточечной системы с расстоянием между скважинами 500м (Рисунок 4.7 а);
- оптимизированный – реализация 3 ГС+МГРП с учетом выработанных в 3 главе оптимизационных решений (Рисунок 4.7 б);
- рекомендуемый- вариант на базе оптимизированного сценария, в котором бурение двух ННС для системы ППД заменено переводом в нагнетание существующих скважин.

Возможность оптимизации исходного сценария за счет использования существующих ННС для добычи и ППД не рассматривалась из-за значительной разницы в КИН по сравнению с вариантом ГС+МГРП.

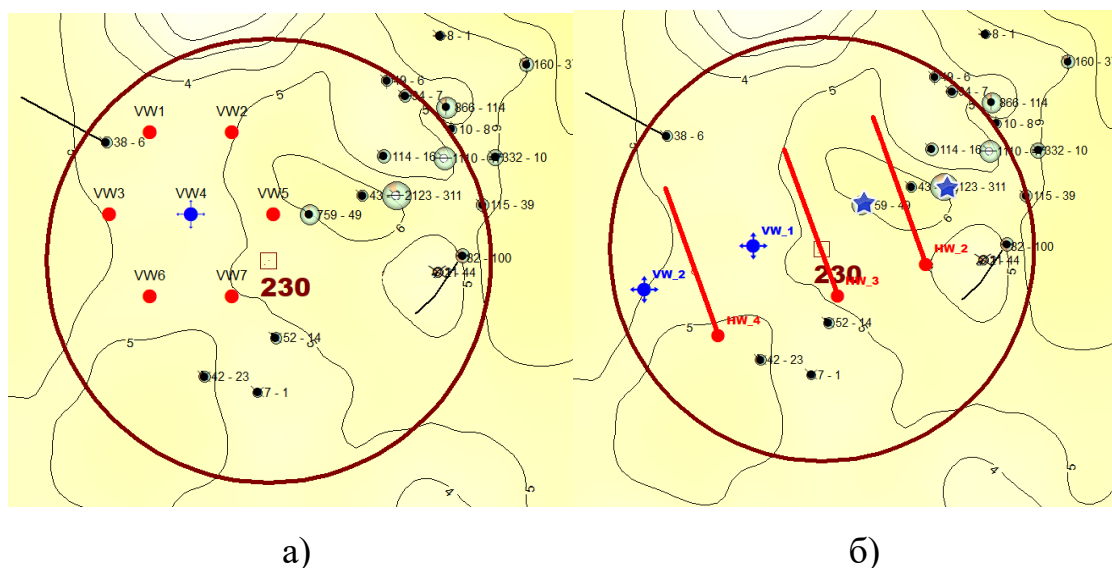


Рисунок 4.7 – Расположение а) исходного б) оптимизированного проектного фонда скважин КП-230 на пласт АВ1(1-2) с учетом накопленных отборов пласта АВ1(3)

По описанному в главе 2 методу с использованием секторной геолого-гидродинамической модели проведена технико-экономическая оценка реализации ОПР на КП-230 (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Техничко-экономические показатели сценариев ОПР

Сценарий	Площадь, тыс. м2	НГЗ, тыс. т	НДН, тыс. т	КИН, %	Относительный NPV/га	Удельная НДН, тыс.т/га
Исходный	650	184,8	15,9	8,6	1,00	0,0024
Оптимизированный	2 951	816,4	143,0	17,5	2,22	0,0048
Рекомендуемый	2 951	816,4	143,0	17,5	2,35	0,0048

Расчеты согласуются с результатами, полученными в предыдущей главе. По исходному варианту получен прирост КИН (+0,5%), относительно полученного в главе 3 значения, связанный с учетом добычи, поступающей из-за пределов ЭССР, при анализе систем разработки она не учитывалась. При реализации отдельного ЭССР нет влияния скважин ППД, находящихся за его пределами, на добывающие скважины, поэтому приток из вне в условиях низкой проницаемости не дает значительного прироста КИН.

Варианты с использованием ГС+МГРП практически идентичны и отличаются только тем, что бурение двух из четырех скважин ННС+ГРП для организации системы ППД заменено на проведение перфорации и ГРП в существующих скважинах. По этим вариантам наблюдается снижение КИН (-0,2%) относительно полученного в главе 3 значения, что связано со сближением на 40-60 м добывающих и нагнетательных скважин при использовании существующего фонда.

В рекомендуемом варианте за счет отказа от бурения двух из четырех скважин ППД появилась возможность дополнительно увеличить экономическую оценку на 5,8%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. С использованием информации, полученной при отборе керна из глинизированной части разреза, и исключения из статистики прочих пластов группы АВ проведен анализ применимости зависимости «керна–ГИС». Предложен новый подход к оценке разреза, на основе которого:

- определены граничные значения для выделения коллекторов на основе методов РК;
- построены зависимости для определения пористости на основе различных видов каротажа, наилучшую сходимость показала зависимость на основе метода ГК;
- проведен анализ зависимости $K_{пр}$ от $K_{по}$, показавший, что кластеры литотипов перекрываются и группируются в единый тренд. Исходя из этого, петрофизические зависимости рассчитаны по общей выборке и применимы для всех литотипов;
- впервые для рассматриваемой группы месторождений получены собственные для пласта АВ1(1-2) зависимости проницаемости от пористости, остаточной водонасыщенности от пористости, проницаемости от остаточной водонасыщенности, объемной плотности пород от пористости;
- согласно новой геологической модели, основанной на РИГИС, полученных с использованием собственных петрофизических зависимостей, суммарный прирост НГЗ составил 52,7%, основные изменения связаны с увеличением эффективной мощности (30%) и площади нефтеносности (32%).

2. С использованием впервые построенной для пласта АВ1(1-2) Ватинской группы месторождений геомеханической модели, основанной на лабораторных определениях упруго-прочностных свойств образцов керна, проведено многовариантное моделирование геометрии трещины ГРП в зависимости от технологических параметров проведения операции. Для ограничения высоты

трещины и предотвращения прорыва трещины в водонасыщенный пласт рекомендуется:

- использовать при операции ГРП не более 5 тонн проппанта на одну стадию;
- уменьшить объем «подушки» до 50% от массы закачиваемого проппанта;
- применять линейный гель для снижения высоты трещины ГРП.

3. Для выбора наиболее эффективной системы разработки проведено многовариантное моделирование с последующей оценкой экономического эффекта. С точки зрения оценки КИН и NPV наиболее эффективной показала себя рядная система ГС+МГРП, длиной ГУ 1000 м и 1 портом ГРП на 100 м длины, направленная вдоль преимущественного направления развития трещин ГРП, с использованием ННС (1:1) для ППД с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 400 м, между рядами ГС – 300 м. По сравнению с исходным вариантом прогнозируется увеличение КИН в 2,2 раза, NPV в 2,1 раза. Основное влияние на повышение эффективности разработки (увеличение КИН на 88% и NPV на 70%) вносит применение ГС+МГРП. По ряду КП в качестве дополнительной опции для оптимизации предложено использование существующих транзитных скважин для организации системы ППД. За счет отказа от бурения двух из четырех скважин ППД при проведении ОПР имеется возможность дополнительно увеличить NPV на 5,8%.

Анализ фактических результатов реализации выработанных решений показал:

- запускные параметры скважин и результаты ГИС свидетельствуют об отсутствии приобщения нижележащего пласта при выполнении операции ГРП с рекомендуемыми параметрами;
- запускные параметры и темпы падения пробуренных скважин подтверждают показатели, полученные при моделировании.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АКШ – кросс-дипольной широкополосный акустический каротаж
- БК- боковой каротаж
- БННС - боковой наклонно-направленный ствол
- ВИКИЗ - метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования
- ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель
- ГГК-п - плотностной гамма-гамма каротажа
- ГДМ – гидродинамическая модель
- ГИС – геофизические исследования скважины
- ГМ – геологическая модель
- ГС – скважина с горизонтальным окончанием
- ГС+МГРП - горизонтальная скважина с многостадийным гидроразрыва пласта
- ГРП - гидроразрыв пласта
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие
- ЗБС - зарезка второго ствола
- ЗСВ- зеркало свободной воды
- ЗУ- зенитный угол
- ИК – индукционный каротаж
- ИННК- импульсный нейтрон-нейтронного каротаж
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КП – кустовая площадка
- ЛУ – лицензионный участок
- МГРП - многостадийный гидроразрыв пласта
- МЗС- Многозабойная скважина
- НГЗ- начальные геологические запасы
- НДПИ - налог на добычу полезных ископаемых
- НК- методы нейтронного каротажа
- ННК-т - метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам

ННС – наклонно-направленная скважина

ННТ – начальные нефтенасыщенные толщины

ОПР – опытно-промышленные работы

ПЗ- подсчет запасов

ПК – программный комплекс

ПНРТ- преимущественное направление развития трещин

ППД - поддержание пластового давления

ПСС- плотность сетки скважин

ПТД – проектно-техническая документация

РК - радиоактивный каротаж

СГС- субгоризонтальная скважина

СП - метод потенциалов самопроизвольной поляризации

СРР- сейсмо-разведочные работы

ТрИЗ-трудноизвлекаемые запасы

УВ- углеводороды

УЭС - удельные электрические сопротивления

ФНВ - фронт нагнетаемой воды

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ЦИ- целевой интервал

ЯМТК - ядерно-магнитный томографический метод каротажа

CAPEX (capital expenditures) - капитальные расходы

NPV (net present value) - чистый дисконтированный доход

OPEX (operating expense) - операционные расходы

USD (United States dollar)– доллар США

Условные обозначения систем разработок:

7т - обращенная семиточечная система ННС+ГРП ;

ГС+ГС_п - рядная система ГС+МГРП направленная поперек ПНРТ с использованием ГС для ППД ()

ГС_п- рядная система ГС+МГРП направленная поперек ПНРТ на истощение;

ГС+ННС_п - рядная система ГС+МГРП, направленная поперек ПНРТ с использованием ННС для ППД

ГС+ГС_в – рядная система ГС+МГРП направленная вдоль ПНРТ с использованием ГС для ППД

ГС+ГС_в – рядная система ГС+МГРП направленная вдоль ПНРТ на истощение

ГС+ННС_в - рядная система ГС+МГРП направленная вдоль ПНРТ, с использованием ННС (1:1) для ППД;

ГС+2ННС_в - рядная система ГС+МГРП, направленная вдоль ПНРТ, с использованием ННС (2:1) для ППД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клубков, С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. Клубков // Oil and Gas Journal. — 2015. — № 7. — С. 6—11.
2. Закиров, С. Н. К проблеме экономической оценки извлекаемых запасов углеводородного сырья / С. Н. Закиров, И. М. Индрунский, С. А. Смоляк, М. С. Розман // Недропользование XXI век. — 2015. — № 4. — С.112—120.
3. Данилова, Е. М. О перспективах газовой сланцевой революции в России / А. М. Хитров, Е. М. Данилова, М. Н. Попова // Недропользование XXI век. — 2019. — № 4. — С.144—148.
4. Орлов, С. Новая нефть / С. Орлов // Сибирская нефть. — 2020. — № 8. — С.8—14.
5. Алексеев, А. Стратегический ресурс / А. Алексеев // Сибирская нефть. — 2020. — № 8. — С.20—27.
6. Алексеев, А. Технология для бажена / А. Алексеев // Сибирская нефть. — 2020. — № 8. — С.28—33.
7. Тихонов, С. ТРИЗ и налоги / Тихонов С // Нефтегазовая вертикаль. [Электронный ресурс] URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/>.
8. Федеральный закон от 23.07.2013 N 213—ФЗ (ред. от 24.11.2014) «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» // [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/70419068>.
9. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова // уч. пособие для вузов — М.: ООО «Недра—бизнесцентр», 2007. — 327 с.
10. Черевко, М. А. Петрофациальное моделирование Приобского месторождения как основа детализации геологической модели и оптимизации мониторинга разработки / М. А. Черевко, В. В. Каранов, Е. О. Беляков [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 12. — С. 18—22.

11. Беляков, Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно—емкостных свойств текстурно неоднородных терригенных коллекторов (на примере отложений АВ1 Самотлорского и БТ Яро—Яхинского и Заполярного месторождения) [Текст]: автореферат дисс. ... на соис. уч. ст. канд. геолого—минерал. наук: 04.00.12 / Евгений Олегович Беляков. — Тюмень, 1998. — 22 с.
12. Акиншин, А. В. Проблемы описания и построения петрофизических моделей текстурно—неоднородных песчано—алеврито—глинистых коллекторов / А. В. Акиншин // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. — Москва: ОАО «ЕАГЕГеомодель». — С. 42—74.
13. Андерсон, Б. Трехмерный индукционный каротаж: старые измерения под новым углом / Б. Андерсон, Т. Барбер, Р. Леверидж [и др.] // Нефтегазовое обозрение. — 2008. — С.74—97.
14. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств нефтегазонасыщенных горных пород [Текст]. — М.: Недра, 1985. — 310 с.
15. Долль, Г. Г. Исследование скважин методом СП. Теоретический анализ и принципы интерпретации. Вопросы промысловой геофизики / Г. Г. Долль. — М., Гостоптехиздат. — 1957.
16. Thomas, E. C. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity [Text] / E. C. Thomas, S. J. Stieber // In Trans. 16th Annual Logging Symposium of the SPWLA. — 1975. — 15 p.
17. Басин, Я. Н. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано—глинистых полимиктовых разрезах / Я. Н. Басин, В. А. Новгородов, М. Г. Злотников [и др.]. — ВИЭМС, 1983. — 49 с.
18. Дьяконова, Т. Ф. Определение параметров анизотропных коллекторов для подсчета запасов углеводородов и цифрового моделирования / Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова, В. А. Смирнов // НТВ «Каротажник» №236. — 2014. — С.3—17.
19. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015613820 Российская Федерация. TextureRock : № 2015610810 : заявл. 16.02.2015 :опубл. 26.03.2015 / А. В. Акиншин.

20. Аристов, В. Н. Литологическая характеристика и коллекторские свойства продуктивного пласта АВ1 (1-2) Самотлорского месторождения / В.Н.Аристов, Л. А. Быков, В.М. Ильин, Н.Д. Коптелинин [и др.] // Проблемы нефти и газа Тюмени. — Тюмень. — 1978. — вып.39. — С. 6—9.
21. Абдуллин, Р. А. Основные закономерности распространения коллекторов пласта АВ1(1) Самотлорского месторождения в связи с разработкой / Р. А. Абдуллин, Ф. С. Акбашев, Е. И. Катаева // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Межвузовский тематический сборник. Вып. 73. — Тюмень: Изд—во ТГУ, 1981. — С. 56—64.
22. Ерамасова, В. А. Условия образования песчаных пород продуктивных горизонтов АВ1, АВ2—3, АВ4—5 Самотлорского месторождения / В. А. Ерамасова, О. А. Лаврова, Г. А. Нефедова // Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири. Труды СибНИИНП. — Тюмень :СибНИИНП, 1980. — Вып. 18. — С. 10—19.
23. Извеков, Б. И. Количественные критерии коллектора в глинистых отложениях горизонта АВ1 Самотлорского месторождения / Б. И. Извеков, Л. З. Позин // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. — М.: ВНИИОЭНГ. — 1984. — № 7.— С. 18—19.
24. Ефимов, В. А. Петрофизические модели сложно—построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин (на примере нижнемеловых отложений Среднего Приобья) : дис. ... канд. г.—м. наук / Ефимов Виктор Абрамович. — Тюмень : Изд—во ТИИ, 1984. — 257 с.
25. Романов, Е. А. Геолого—физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти [Текст]: дис. ... канд. геол.—мин. наук / Романов Евгений Аркадьевич. — Тюмень: СибНИИНП, 1985. — 199 с.
26. Беляков, Е. О. Анализ эффективности методик определения параметров пластов песчано—алевролитно—глинистых пород неоднородной текстуры по результатам интерпретации геофизических исследований скважин на примере

пласта АВ1 Нижневартовского свода / Е. О. Беляков, В. А. Ефимов, А. В. Мальшаков // Межвузовский сборник научных трудов. Т. 1. — Тюмень: Изд—во ТюмГНГУ, 1995.— С. 92—96.

27. Беляков, Е. О. Влияние неоднородности горных пород на показания геофизических методов в связи с оценкой фильтрационно—емкостных свойств / Е. О. Беляков, Н. В. Гильманова // Нефть и газ Западной Сибири. Тезисы докладов международной научно—технической конференции. 21—23 мая 1996 г. — Тюмень: Изд—во ТГНГУ. — С. 113.

28. Беляков, Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно—емкостных свойств текстурно неоднородных терригенных коллекторов (на примере отложений АВ1 Самотлорского и БТ Яро—Яхинского и Заполярного месторождений) / Е. О. Беляков // автореф. дис. канд. геол. — минерал. наук: 04.00.12. — Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. — 22 с.

29. Klein, J.D. The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs [Text] / J.D. Klein, P.R. Martin, D.F. Allen SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26—29. — 1995. — 12 p.

30. Андерсон, Б. Трехмерный индукционный каротаж: старые измерения под новым углом / Б. Андерсон, Т. Барбер, Р. Леверидж [и др.] // Нефтегазовое обозрение. — 2008. — С.74—97.

31. Шерман, Г. Х. Разработка и исследование индукционного каротажа для измерения поперечной проводимости горных пород / Г. Х. Шерман: автореф.дис. на соис. уч. ст. канд. технич наук. Москва, 1978.

32. Синякина, Ю. С. Особенности интерпретации данных ГИС в тонкослоистом разрезе / Ю. С. Синякина, Т. Ф. Соколова, П. С. Куляпин // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. — М.: ООО «EAGEГеомодель». — 2015. — С. 169—188.

33. Shray, F. Evaluation of Laminated Formations Using Nuclear Magnetic Resonance and Resistivity Anisotropy Measurements [Text] / F. Shray, T. Borbas // SPE 72370. — 2001. — 17 p.

34. Cao Minh, C. NMR Petrophysics in Thin Sand—Shale Laminations [Text]/ Minh C. Cao, P. Sundararaman // SPE 102435. — 2006. — 15 p.
35. Cao Minh, C. Formation Evaluation in Thin Sand/Shale Laminations [Text] / C.Cao Minh, I.Joao, J.—B. Clavaud, P. Sundararaman // SPE 109848. — 2007. — 8 p.
36. Cao Minh, C. Graphical Analysis of Laminated Sand—Shale Formations in the Presence of Anisotropic Shales [Text] / C.Cao Minh, J.—B.Clavaud, P. Sundararaman, S.Froment [et al] // Petrophysics. — 2008. — Vol. 49, No. 5. — P. 395—405.
37. Свихнушин, Н. Исследование тонкослоистых коллекторов нефти и газа. Новые технологии ГИС / Н. Свихнушин, Р. Тухтаев, К. Шмыгля // Нефтегазовое обозрение. — 2002. — С.46—51.
38. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско—кайнозойских отложений юго—восточныхрайонов Западной Сибири / В. А. Конторович // Новосибирск: Изд—во СО РАН, филиал «ГЕО». — 2002. — 253 с.
39. Бриллиант, Л. С. Построение литологической модели горизонта АВ1(1—2) Смотлорского месторождения / Л. С. Бриллиант, Ф. А. Шарифуллин, В. А. Баракин, В. М. Александров // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 9. — С. 11—16.
40. Бриллиант, Л. С. Уточнение седиментационной модели объекта АВ1(1—2) Смотлорского месторождения с помощью литофациального анализа / Л. С. Бриллиант, Ф. А. Шарифуллин, В. А. Баракин, В. М. Александров // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 9. — С. 17—22.
41. Филина, С. И. .Седиментационный контроль распределения залежей углеводородов в пластах ЮВ1 АВ2, Ab1 Западной Сибири / С. И. Филина, С. Л. Барков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. — № 4. — С. 11—17.
42. Жамсаранова, А. Б. Особенности строения и условия формирования пласта АВ1 раннемелового возраста на Советском нефтяном месторождении (Томская область) / А. Б. Жамсаранова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума. — Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. — С. 323—325.

43. Жемчугова, В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем / В. А. Жемчугова. — М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2014. — 342 с.
44. Ханин, А. А. Породы—коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. — М.: Недра, 1969. — 368 с.
45. Горобец, Е. А. Разработка трудноизвлекаемых запасов пласта АВ1(1—2) Самотлорского месторождения / Е. А. Горобец, А. В. Аржиловский, И. А. Волков [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 11. — С. 54—57.
46. Геологическое моделирование прибрежно—морских отложений (на примере пласта АВ1 (АВ11+2+АВ13) Самотлорского месторождения) / под ред. К. Е. Закревского. — Тюмень: Вектор Бук, 2017. — 314 с.
47. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. — Ленинград : Недра, 1984. — 260 с.
48. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно—Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Ю. Н. Карогодин [и др.] // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5—6. — С. 745—776.
49. Приказ Министерства нефтяной промышленности № 341 от 06.06.1984г [Текст].
50. Козяр, В. Ф. Руководящий документ. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / В. Ф. Козяр. — М.: Герс, 2002. — 272 с.
51. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Проскунова, Г.Г. Яценко [Текст]. — Москва—Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
52. Wyllie, M.R.J. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media [Text] / M.R.J. Wyllie, G. H. Gardner, A. R. Gregory // J.Geophys. Res. — Vol.21, №1. — 1956. — P.41—71.

53. Heysse, D. R. Sonic porosity transforms and effects of pore shape and clay distribution [Text] / D. R. Heysse // Halliburton. - 1955. - P.1078.
54. Kreif, M. Petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (fullwave sonic) [Text] / M. Kreif, J. Garat Stellnigwerf, J. A. Ventre [et al.] // 12th international formation evaluation symposium. — 1989. — № 10. — P.24—27.
55. Фоменко, В. Г. Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости / В. Г. Фоменко, С. Г. Шальнова, В. И. Соколов, Т. Л. Бутырская // Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчёте запасов нефти и газа. — М.: Недра. — 1986.
56. Румак, Н. П. Петрофизическое обеспечение интерпретации данных акустического каротажа при определении пористости коллекторов месторождений Западной Сибири / Н. П. Румак, О. А. Соколовская, Г. В. Таужнянский, Е. Е. Селиванова // Вестник Недропользователя Ханты—Мансийского автономного округа. — 2002. — №8.
57. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: справочник / под ред. В.М. Добрынина — М.: Недра. — 1988. — 475 с.
58. Меркулов, В. П. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм / В. П. Меркулов, А. А. Посысов // Томск: STT, 2004. — 160 с.
59. Закревский, К. Е. Геологическое 3d моделирование / К. Е. Закревский // Москва: ООО «ИПЦ «Маска». — 2009. — 376 с.
60. Deutsch, C. V. Geostatistical reservoir modeling [Text]/ C. V. Deutsch // New York: Oxford University Press., 2002. — 376 p.
61. Байков, В. А. Новые подходы в теории геостатистического моделирования / В. А. Байков, Н. К. Бакиров, А. А. Яковлев // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. — 2010. — Т. 14. — № 2. — С. 209—215.

62. Байков, В. А. Новые подходы к вопросам геолого—гидродинамического моделирования / В. А. Байков, Н. К. Бакиров, А. А. Яковлев // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 9. — С. 56—59.
63. Байков, В. А. Учет неоднородности при геолого—гидродинамическом моделировании Приобского месторождения / В. А. Байков, А. С. Бочков, А. А. Яковлев // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 5. — С. 50—54.
64. Патент № 2731004 С1 Российская Федерация, МПК E21B 49/00, G06T 17/05, G06F 30/20. Способ построения геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа : № 2020107069 : заявл. 14.02.2020: опубл. 28.08.2020 / С. В. Арефьев, Д. А. Шестаков, Р. Р. Юнусов [и др.].
65. Хасанов, М. М. Применение спектральной теории для анализа и моделирования фильтрационно—емкостных свойств пласта / М. М. Хасанов, Б. В. Белозеров, А. С. Бочков [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 12. — С. 60—64.
66. Бочков, А. С. Комплексование данных геологии, петрофизики и разработки при моделировании сложнопостроенных коллекторов [Текст]/ А. С. Бочков, Р. Р. Галеев // Научно—технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2011. — № 4. — С. 6—9.
67. Саакян, М. И. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования [Текст]/ М. И. Саакян, К. Е. Закревский, Р. К. Газизов [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 11. — С. 50—54.
68. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020665873 Российская Федерация. Программный комплекс геологического моделирования «РН—ГЕОСИМ» (ПК «РН—ГЕОСИМ») [Текст]: № 2020665279: заявл. 26.11.2020:опубл. 02.12.2020 / Т. С. Ахмеров, Ч. Р. Ахметов, А. В. Безруков [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «Роснефть»).

69. Протокол совещания при начальнике управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений федерального агентства по недропользованию №103—18/840 —пр от 24.11.2017[Текст].
70. Григорян, А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. — Москва : Недра, 1969. — 192 с.
71. Григорян, А. М. Многозабойное бурение / А. М. Григорян, К. И.Коваленко // Нефтяное хозяйство. — 1953. — № 4.
72. Полубаринова—Кочина, П. Я. О горизонтальных скважинах конечной длины //Archiwummechanikistosowanej. VII, zeszyt 3. — Warszawa, 1955.
73. Борисов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. — М.: Недра, 1964. — 165с.
74. Борисов, Ю. П. Добыча нефти с использованием горизонтальных и многозабойных скважин [Текст]/ Ю. П. Борисов. — М.: Недра,1964.—306 с.
75. Хисамов, Р.С. Опыт строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры в ОАО «Татнефть» [Текст]/ Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев [и др.] // Нефть и капитал. Технологии ТЭК. — 2004. — № 6. — С. 19 — 25.
76. Кульчицкий, В. В. Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно—направленных скважин применительно к эксплуатации месторождений механизированными способами: 05.15.10: автореф. дис. канд. техн. наук [Текст]/ В. В. Кульчицкий. — Тюмень, 1984.
77. Сафиуллин, М. Н. Опыт бурения наклонно—направленных скважин с малоинтенсивным набором кривизны [Текст]/ М. Н. Сафиуллин, Н. П. Захарченко, В. В. Кульчицкий. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1984. — Вып. 10. — С. 24—27.
78. Кульчицкий, В. В. Истоки технологий бурения пологих и горизонтальных скважин в Западной Сибири / В. В. Кульчицкий // Бурение и нефть. — 2006. — № 11. — С. 17—19.
79. Бакиров, Д. Л. Современный опыт заканчивания облегченных конструкций горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, В. А. Бурдыга [и др.] //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 11. — С. 48—53.

80. Фаттахов, М. М. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь» / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга [и др]. // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 8. — С. 25—27.

81. Дергунов, И. А. Особенности применения горизонтальных скважин на Верхнечонском месторождении / И. А. Дергунов // Территория Нефтегаз. — 2011. — № 3. — С. 32—33.

82. Ерастов, А. Н. Опыт эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ХМАО—Югры / А. Н. Ерастов // Академический журнал Западной Сибири. — 2018. — Т. 14, № 3. — С. 11—12.

83. Бурдеев, П. Е. Эффективность применения горизонтальных скважин на Нонг—Еганском месторождении / П. Е. Бурдеев // Вестник науки. — 2019. — Т. 4, № 5. — С. 462—465.

84. Медведев, С. Г. Опыт разработки Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием горизонтальных скважин / С. Г. Медведев, С. Г. Соловьев, А. А. Лузин // Научно—технический сборник Вести газовой науки. — 2014. — № 4. — С. 23—33.

85. Vigheto, R. Total drills extended—reach record in Tierra del Fu—ego [Text] / R. Vigheto, M. Naegel, E. Pradie / Oil & Gas Journal. — 1999. — P.51—52.

86. Vigheto, R. Teamwork, downhole technology expedites Tierra del Fuego operations [Text] / R. Vigheto, M. Naegel, E. Pradie // Oil & Gas Journal. — 1999. — P.60—65.

87. Walker, M. W. Extended—reach drilling offshore California: An operator's experience with drilling record extended reach well. Paper presented at the 2008 IADC [Text] /SPE Drilling Conference held in Orlando / M. W. Walker. — Florida, 2008. — P.1—17.

88. Nughaimish, F. N. Extended reach drilling and causeway utilization in the development of a shallow water oil field. Paper presented at the 2009 Offshore

- Technology Conference held in Houston [Text] / F. N. Nughaimish, M. R. Hamdan, Y. M. Shobaili // Texas. — 2009. — P.1—11.
89. Alvord, Ch. RSS application from onshore extended—reach—developmentwells shows higher offshore potential. Paper presented at the 2007 Offshore Technology Conference held in Houston [Text] / Ch. Alvord, B. Noel, L.Galiunas, V. Johnson [et al.]. — Texas. — 2007. — P.1—12.
90. Alvord, Ch. Onshore ERD wells prove RSS effectiveness for Alaska [Text]/ Ch. Alvord, B. Noel, L. Galiunas, V. Johnson [et al.]. // WorldOil. — 2007. — P.47—54.
91. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта. / П. М. Усачев // М.: Недра. — 1986. — 165 с.
92. Clark, J. B. Hydraulic process for increasing productivity of wells [Text]/ J.B. Clark // Trans. — 1949. — V. 186. P. 1—8.
93. Hubbert, M. K. Mechanics of hydraulic fracturing [Text]/ M. K. Hubbert, D.G. Willis // Trans. AIME. — 1957. — V. 210. P. 153—168.
94. Howard, G. C. Hydraulic fracturing [Text]/ G. C. Howard, C. R. Fast // SPE Monograph Series. — 1970. — V. 2. — 203 p.
95. Mader, D. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing. Developments in petroleum science [Text]/ D. Mader // Elsevier Science Publishers, 1989. — V. 26. — 1238 p.
96. Баренблатт, Г. И. О некоторых задачах теории упругости, возникающих при исследовании механизма гидравлического разрыва пласта [Текст]/ Г. И. Баренблатт // Прикл. матем. и механика. — 1956. — Т.2, №4. — С.475—486.
97. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород [Текст]/ Ю. П. Желтов // М.: Недра. — 1966. — 198 с.
98. Желтов, Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта [Текст]/ Ю. П. Желтов // М.: Недра. — 1975. — 207 с.
99. Желтов, Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтегазоносного пласта [Текст]/ Ю. П. Желтов, С. А. Христанович // Изв. АН СССР. — 1955. — №5. — С.3—41.
100. Economides, M. J. Reservoir Stimulation [Text]/ M. J. Economides, K. G. Nolte. — Prentice Hall, Eglewood Cliffs, New Jersey. — 1989.— 430 p.

101. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. — Москва: Издательство «Недра», 1997. — 211 с.
102. Howard, G. C. Hydraulic fracturing [Text]/ G. C. Howard, C. R. Fast. — SPE Monograph Series. — 1970. — V. 2. — 203 p.
103. Smith, M. B. High—permeability fracturing: the evolution of a technology [Text]/ M. B. Smith, R. R. Hannah // J. Petrol. Technol. — 1996. — V. 48, № 6. — P. 628—633.
104. Саранча, А. В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пластов [Текст]/ А. В. Саранча // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: сб. научн. тр. — Тюмень. — 2007. — С.34—39.
105. Саранча, А. В. Определение продуктивности скважин после гидроразрыва пластов [Текст]/ А. В. Саранча // Известия вузов «Нефть и Газ». — 2007. — №4. — С. 29—32.
106. Саранча, А. В. Оценка скин—эффектов до и после ГРП по КВУ [Текст]/ А. В. Саранча // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири (Том 2): сб. научн.тр. — Тюмень. — 2007. — С.179—181.
107. Бухаров, А. В. Проведение большеобъемных ГРП на объектах большой толщины месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки (на примере объекта БВ 8 Повховского месторождения) [Текст]/ А. В. Бухаров, Р. Т. Алимханов, А. В. Родионов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 10. — С. 53—59.
108. Бульба, В. А. Приумножая энергетическую мощь России [Текст]/ В. А. Бульба // Научно—технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2007. — № 4. — С. 4—13.
109. Черевко, М. А. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ*) [Текст]/ М. А. Черевко, К. Е. Янин, А. Н. Янин // Территория Нефтегаз. — 2014. — № 9. — С. 50—59.
110. Колупаев, Д. Ю. Массовое проведение гидроразрыва пласта — ключевая технология разработки южной части Приобского месторождения [Текст]/ Д. Ю.

Колупаев, М. М. Биккулов, С. А. Солодов [и др.] // ПРОнефть. Профессионально о нефти. — 2019. — № 1. — С. 39—45.

111. Курамшин, Р. М. Эффективность проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Ноябрьского района [Текст]/ Р. М. Курамшин, С. В. Иванов, Н. Д. Кузьмичев // Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 12. — С. 58—60.

112. Гайдуков, В. Н. Анализ результатов гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Варьеганнефтегаз» [Текст]/ В. Н. Гайдуков // сб.докладов Москва, НК «СМДАНКО». — 1998. — С.146—160.

113. Чикеш, М. Гидравлический разрыв пласта как средство оптимизации добычи нефти из юрских залежей нефти Западной Сибири [Текст]/ М. Чикеш, С. Чубрис // сб.докладов. Москва, НК «СИДАНКО». — 1998. — С.266—295.

114. Юсифов, Т. Ю. ГИДРОРАЗРЫВ нефтяных пластов с низким давлением (на примере месторождений ООО «РН—Пурнефтегаз») [Текст]/ Т. Ю. Юсифов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. — 2012. — № 3. — С. 179—184.

115. Шпуров, И. В. Анализ эффективности разработки залежей нефти Саматлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта [Текст]/ И.В. Шпуров, В. Е. Разуменко, В. Г. Горев, Ф. А. Шарифуллин //Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 10. — С. 50—53.

116. US Crude Oil Field Production [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production. — Дата обращения: 23.12.2021.

117. Weijers, L. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution / L. Weijers, Ch. Wright, M. Mayerhofer [et al.] // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. — The Woodlands, Texas, USA, 5–7 February 2019. — Paper No. SPE-194345-MS. — DOI: 10.2118/194345-MS.

118. Шорохов, А. Н. Особенности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов методом многозонного ГРП [Текст]/ А. Н. Шорохов, М. А. Азаматов, А. А. Артамонов, А. В. Ившин // «Вестник ЦКР Роснедра». — 2013. — № 1. — С. 30—35.

119. Говзич, А. Н. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» [Текст]/ А. Н. Говзич, А. В. Билинчук, И. Г. Файзуллин // Нефтяное хозяйство, 2012. — № 12. — С.59—61.
120. Билинчук, А. В. Комплексный подход к сопровождению бурения скважин в группе компаний «Газпром нефть» [Текст]/ А. В. Билинчук, А. Н. Говзич, А. Н. Ситников, Г. Д. Садецкий, В. В. Корябкин // Нефтяное хозяйство, 2014. №12. — С.48—51.
121. Муляк, В. В. Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах [Текст]/ В. В. Муляк, М. В. Чертенков, А. А. Шамсуаров, А. А. Потрясов [и др.] // Нефтяное хозяйство, 2011. — №11. — С.48—51.
122. Веремко, Н. А. Опыт применения многозонных ГРП в горизонтальных скважинах [Текст]/ Н. А. Веремко, В. В. Шкандратов, В. И. Шаламова, Л. Д. Рачева [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра, 2012. — №4. — С.9—14.
123. Игнатьев, А. Э. Многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах как метод эффективной разработки газоконденсатных месторождений Арктики / И. Р. Мукминов, Е. А. Викулова, Р. В. Переляев и др. // SPE 149925. - 2011. - С.1—13.
124. Романчев, М. А. Микросейсмический мониторинг трещин многостадийного ГРП для оптимизации формируемой системы разработки месторождения / М. А. Романчев, Д. Г. Черных, А. И. Кириллов, И. А. Зеленов [и др.] // Нефтегазовое обозрение. - 2012—2013.
125. Корнев, А. П. Опыт внедрения многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах / А. П. Корнев, Д. А. Нуруллина, С. Ю. Борхович // Управление техносферой. — 2019. — Т. 2. — № 4. — С. 471—478.
126. Асмандияров, Р. Н. Оценка перспективности применения горизонтальных скважин с гидроразрывом пласта на Приразломном месторождении / Р. Н. Асмандияров, Е. В. Пономарев, А. Н. Никитин, И. И. Притула // Научно—технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2006. — № 4. — С. 48—53.

127. Гилаев, Г. Г. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения [Текст]/ Г. Г. Гилаев, И. С. Афанасьев, А. В. Тимонов, И. В. Судеев и др. // Научно—технический вестник ОАО «НК Роснефть», 2012. — С.22—26.
128. Гилаев, Г. Г. Внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах для разработки трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых неоднородных пластов [Текст]/ Г. Г. Гилаев, И. С. Афанасьев, А. В. Тимонов, Д. Р. Юлмухаметов [и др.] // Материалы 2—й научно—практической конференции. — М., ЦКР Роснедр по УВС 08—09.11.2011. — С.26—32.
129. Yudin, A. First in Russia Large—Scale Implementation of the Channel Fracturing Technology in Horizontal Wells [Text]/ A. Yudin, S. Sypchenko, A. Gromovenko, R. Romanovskiy [et al.] // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October. — 2017.
130. Бриллиант, Л. С. Технология оптимизации системы разработки объекта АВ1 1—2 Самотлорского месторождения [Текст]/ Л. С. Бриллиант, А. А. Ключков, А. Г. Выдрин [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 10. — С. 120—124.
131. Горобец, Е. А. Разработка трудноизвлекаемых запасов пласта АВ112 Самотлорского месторождения [Текст]/ Е. А. Горобец, А. В. Аржиловский, И. А. Волков [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 11. — С. 54—57.
132. Горин, В. Многостадийные ГРП: перспективная технология для разработки трудноизвлекаемых запасов [Текст]/ В. Горин, А. Мариосов // Новатор, 2012. — №6. — С.7—11.
133. Литвин, В. В. Поиск оптимальной схемы проведения 3—стадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине [Текст]/ В. В. Литвин, И. А. Магзянов, М. С. Антонов, А. Н. Астахова // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 11. — С. 53—54.
134. Самойлов, М. В. Исследования эффективности проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине в условиях

пласта АВ1(1—2) Самотлорского месторождения [Текст]/ М. В. Самойлов, А. А. Чусовитин, М. С. Антонов, А. Н. Астахова // Нефтепромысловое дело: науч.—техн. журн. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. — № 11. — С. 44—50.

135. Задорожный, Е. В. Выбор оптимальной технологии проводки ствола горизонтальной скважины пласта АВ 1 1—2 Самотлорского месторождения [Текст]/ Е. В. Задорожный, С. Х. Абдульмянов, Р. А. Гнилицкий, М. С. Антонов // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 11. — С. 50—53.

136. Бриллиант, Л. С. Влияние геологических свойств коллектора на эффективность бурения горизонтальных скважин на объекте АВ1 1—2 Самотлорского месторождения [Текст]/ Л. С. Бриллиант, А. А. Клочков, А. Г. Выдрин [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 10. — С. 82—84.

137. Burdin, K. V. Fiber—Enhanced Proppant Plugs Ensure Zonal Isolation During Multistage Coiled Tubing Abrasive Perforation and Stimulation in Horizontal Sidetracks. Paper presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition [Text]/ K. V. Burdin, M. V. Oparin, A. R., Adil, M.A.Popov [et al.]. — The Woodlands, Texas, USA, March. — 2013.

138. Смирнов, Д. С. Оценка оптимального количества стадий ГРП при разбуривании горизонтальными скважинами западной части пласта АВ1(1—2) Самотлорского месторождения [Текст]/ Д. С. Смирнов, С. В. Соколов, О. В. Ланина И. В. Савченко // Нефтяная провинция. — 2019. — №4. — С.248—260.

139. Проскурин, В. А. Обоснование применимости и оценка эффективности технологии многостадийного ГРП на месторождениях ОАО «Славнефть—Мегионнефтегаз» [Текст]/ В. А. Проскурин // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 10. — С. 87—89.

140. Бахтияров, Г. А. Опыт построения непроницаемых разделов пласта АВ 1 1—2 типа «рябчик» в зональных продуктивных интервалах (в литотипах «собственно рябчик» и «глинистый рябчик») [Текст]/ Г. А. Бахтияров, С. М. Игитов, М. Н. Мельников, А. Т. Назарова // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 10. — С. 31—35.

141. Орехов, В. В. Оценка эффективности бурения новых скважин на пласт АВ 1(1—2) «рябчик «Ватинского, Мегионского и Мыхпайского месторождений [Текст]/ В. В. Орехов, А. Г. Галимсаров, В. А. Проскурин, М. Н. Шаймарданов // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 10. — С. 56—59.
142. Кузнецов, М. А. Оценка параметров работы добывающих скважин пласта АВ 1 1—2 «рябчик» в условиях совместной разработки пластов на примере Ватинского, Мегионского и Мыхпайского месторождений [Текст]/ М. А. Кузнецов, А. Ю. Червяк, О. А. Федоров, М. Н. Шаймарданов // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 10. — С. 59—63.
143. Агишев, Э. Р. Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта АВ1(1-2) / Э. Р. Агишев, Л. М. Жданов, А. В. Рамаданов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. — 2022. — № 2(87). — С. 20-23. — DOI 10.24412/2076-6785-2022-2-20-23.
144. Агишев, Э.Р. Оценка перспектив ввода в разработку пласта АВ1 (1-2) на основе уточненной петрофизической модели [Текст]/ Э. Р. Агишев, Л. М. Жданов, А. В. Рамаданов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. — 2022. — № 3(88). — С. 29-33. — DOI 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33.
145. Агишев, Э. Р. Исследование геомеханических свойств пород-коллекторов для уточнения дизайна гидроразрыва пласта / Э. Р. Агишев, Г. С. Дубинский, В. Ш. Мухаметшин, З. Н. Сагитова // Устойчивое развитие горных территорий. — 2022. — Т. 14, № 2(52). — С. 310-320. — DOI 10.21177/1998-4502-2022-14-1-310-320.
146. Фадеев, А. Б. Прочность и деформируемость горных пород [Текст]/ А. Б. Фадеев. — М.: Недра, 1982.—217 с.
147. ГОСТ 26450.0—85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. Введ. с 01.07.1986 по 01.07.1991. М.: Издательство стандартов, 1985.
148. ГОСТ 26450.1—85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщение. Введ. с 01.07.1986 по 01.07.1991. М.: Издательство стандартов, 1985.

149. ГОСТ 26450.2—85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введ. с 01.07.1986 по 01.07.1991. М.: Издательство стандартов, 1985.
150. ГОСТ 28985—91 Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. Введ. С 01.07.1992. М.: Издательство стандартов, 1991.
151. ГОСТ 12248—2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. Введ. С 01.01.2012. М:Стандартинформ, 2011.
152. Fowell, R. J. Suggested method for determining mode I fracture toughness using Cracked Chevron Notched Brazilian Disc (CCNBD) specimens [Text] / R. J. Fowell // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. —1995. — №1. — P 57—64.
153. Ахтямов, А. А. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РН—ГРИД”: от программной реализации к промышленному внедрению [Текст]/ А. А. Ахтямов, Г. А. Макеев, К. Н. Байдюков [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 5. — С. 94—97.
154. Егоров, А. А. Отечественный флагманский продукт «Роснефть” — «РН—грид” симулятор моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) [Текст]/ А. А. Егоров // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. — 2021. — № 2(44). — С. 12—27
155. Силин, М. А. Технологии гидравлического разрыва пласта, снижающие риски увеличения обводненности скважины [Текст]/ М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков [и др.] // Время колтюбинга. Время ГРП. — 2014. — № 3. — С. 38—46.
156. Патент № 2566542 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/26. Способ гидравлического разрыва продуктивного пласта с глинистым прослоем и подошвенной водой: № 2014146083/03 : заявл. 17.11.2014;опубл. 27.10.2015 [Текст]/ И. Х. Махмутов, О. В. Салимов, Р. З. Зиятдинов [и др.]; заявитель Открытое акционерное общество «Татнефть” имени В.Д. Шашина.

157. Патент № 2457323 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/26. Способ гидроразрыва низкопроницаемого пласта с глинистыми прослоями : № 2011122983/03: заявл. 07.06.2011 :опубл. 27.07.2012 [Текст]/ И. М. Бакиров, А. В. Насыбуллин, Р. З. Зиятдинов [и др.] ; заявитель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.
158. Патент № 2759247 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/26. Способ проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях тонких перемычек : № 2020117077 : заявл. 12.05.2020 :опубл. 11.11.2021 [Текст]/ Д. Ю. Писарев, С. С. Кудря, С. В. Потяков [и др.] ; заявитель Акционерное общество «Самотлорнефтегаз»
159. Юдин, А. Технология J—FRAC — новый подход к контролю роста трещины ГРП [Текст]/ А. Юдин, К. Бутул, Ю. Новиков // Технологии топливно—энергетического комплекса. — 2007. — № 5. — С. 48—55.
160. Коноплев, Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений [Текст]/ Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев, В.Н. Моисеев [и др.] // Москва: Недра, 1986. - 221 с.
161. Сарваров, А. Р. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин [Текст]/ А. Р. Сарваров, В. В. Литвин, И. В. Владимиров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2008. — № 12. — С. 61—63.
162. Антонов, М. С. Оценка эффективности сформированной системы заводнения на объекте АВ 1(1—2) Самотлорского месторождения [Текст]/ М. С. Антонов, И. Ш. Щекатунова, М. Н. Шаймарданов, С. И. Хазов // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 11. — С. 16—19.
163. Байков, В. А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами [Текст]/ В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллағалиев, Т. С. Усманов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 84—98.
164. Задорожный, Е. В. О некоторых проблемах разработки слоисто—неоднородных нефтенасыщенных коллекторов группы пластов АВ Самотлорского

месторождения [Текст]/ Е. В. Задорожный, В. В. Литвин, Н. И. Хисамутдинов // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 11. — С. 5—9.

165. Абдульмянов, С. Х. Эффективность формирования и уточнение величины плотности сетки скважин с учетом горизонтальных стволов [Текст]/ С. Х. Абдульмянов, С. Л. Еловигов, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. — 2012. — № 11. — С. 38—41.

166. Хасанов, М. М. Технико—экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП [Текст]/ М. М. Хасанов, В. А. Краснов, Т. Р. Мусабиров, Р. К. Мухамедшин // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 2. — С. 92—96.

167. Emeka, O. J. Development and Application of a New Well Pattern Optimization Algorithm for Optimizing Large Scale Field Development. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition [Text]/ O. J. Emeka, L. Durlofsky // New Orleans, Louisiana, October. - 2009.

168. Янин, А. Н. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин [Текст]/ А. Н. Янин, С. А. Черевко // Территория Нефтегаз. — 2016. — № 12. — С. 76—81.

169. Кудряшов, С. И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов [Текст]/ С. И. Кудряшов, С. И. Бачин, И. С. Афанасьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 7. — С. 80—83.

170. Латыпов, И. Д. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН—Юганскнефтегаз» [Текст]/ И. Д. Латыпов, Г. А. Борисов, А. М. Хайдар [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 6. — С. 34—38.

171. Латыпов, И. Д. Геомеханические исследования баженовской свиты / И. Д. Латыпов, Р. А. Исламов, Д. Д. Сулейманов // Научно—технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2013. — № 2. — С. 20—24.

172. Мальцев, В. В. Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН—Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП [Текст]/ В. В. Мальцев, А. Н.

Никитин, Д. М. Кардымон [и др.] // Территория Нефтегаз. — 2010. — № 11. — С. 52—57.

173. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020661615 Российская Федерация. Модуль «Оперативная оптимизация проводки горизонтальных стволов и заканчивания скважин» ПК «РН—КИМ» : № 2020660733: заявл. 18.09.2020 :опубл. 28.09.2020 [Текст]/ А. Э. Федоров, Т. И. Гайсин, А. В. Колонских, М. С. Антонов; заявитель Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «Роснефть»).

174. Рабцевич, О. А. Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН—КИМ» [Текст]/ О. А. Рабцевич, А. В. Колонских, Р. Х. Мустафин, И. В. Костригин // Научно—технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2014. — № 2. — С. 8—13.

175. Бадыков, И. Х. Программный комплекс «РН—КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов [Текст]/ И. Х. Бадыков, В. А. Байков, О. С. Борщук // Недропользование XXI век. — 2015. — № 4. — С. 96—103.

176. Аткинсон, Э.А. Управленческий учёт [Текст]/ Э.А. Аткинсон, Р.Д., Банкер, Р.С. Каплан, М.С. Юнг. — СПб.: ООО «Диалектика», 2019. 880 с

177. Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС №6427 от 16.12.2015[Текст].

178. Овчинников, К. Н. Моделирование распространения маркированного пропанта в трещине гидравлического разрыва пласта / К. Н. Овчинников, А. В. Буянов, Е. А. Малявко, Д. В. Кашапов // Бурение и нефть. — 2020. — № 10. — С. 20-27.

179. Агишев, Э. Р. Регулирование параметров сетки скважин и направленности горизонтальных стволов для оптимизации разработки многослойных неоднородных пластов [Текст]/ Э. Р. Агишев, Г. С. Дубинский, В. Е. Андреев // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. — 2023. — Т. 47, № 2(110). — С. 5-14. — DOI 10.24412/1728-5283_2023_2_5_14.

Приложение А.

(справочное)

Справка о внедрении результатов диссертационных исследований



Совместное предприятие
105 Lê Lợi, P. Vũng Tàu, TP. HCM
Tel: 84 - 254 - 3839 871
Fax: 84 - 254 - 3839 857
80/VSP-DC

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

CPB

Независимость - Свобода - Счастье

г. Хошимин, «18» марта 2020г.

В Диссертационный совет Д 24.2.428.03
при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, РБ, Россия, 450062

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы
Агишева Эрнеста Равилевича

Настоящей справкой СП «Вьетсовпетро» подтверждает, что результаты диссертационной работы Агишева Эрнеста Равилевича на тему «Геолого-технологическое обоснование стратегии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти коллекторов типа «рябчик», представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук, используются при выполнении научно-исследовательских работ по проектированию разработки и подготовке рекомендаций по вводу в эксплуатацию запасов нефти участков Блока 09-1, сложенных низкопроницаемыми анизотропными коллекторами. Полученные выводы, методические подходы и практические рекомендации применяются при уточнении геолого-технологических решений по освоению запасов нефти и обоснованию выбора стратегии их разработки в районе БК-22. Предусматривается дальнейшее использование указанных результатов на участках со схожими геолого-промысловыми условиями.

Заместитель Генерального директора
СП «Вьетсовпетро» по геологии

Заместитель главного геолога
СП «Вьетсовпетро»

Начальник отдела геологии
и разработки месторождений
АУД СП «Вьетсовпетро»



Н.Л. Ань

Г.А. Фурсов

Х.Н. Чунг