

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

На правах рукописи



ХАБИРОВА ЛУИЗА КАМИЛЕВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
НА ОСНОВЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Бравичева Татьяна Борисовна

Москва – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСА ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	13
1.1 Структура запасов и доля карбонатных коллекторов на месторождениях Республики Татарстан.....	13
1.2 Особенности строения карбонатных коллекторов башкирского яруса на месторождениях Республики Татарстан и свойства насыщающих флюидов	17
1.3 Сложности и пути совершенствования технологии разработки карбонатных коллекторов башкирского яруса Республики Татарстан	23
1.4 Выбор объекта исследования, параметров и свойств системы для физического и гидродинамического моделирования	31
1.4.1 Геолого-физическая характеристика объекта исследования	31
1.4.2 Основные причины низкой эффективности разработки башкирского яруса Аканского месторождения	33
1.4.3 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления	38
1.5 Выводы главе 1	40
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ И СВОЙСТВ СИСТЕМЫ НА МЕХАНИЗМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ФИЗИЧЕСКОМ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ	42
2.1 Исследование изменения смачиваемости и влияния на эффективность разработки исследуемых коллекторов при физическом и гидродинамическом моделировании	42
2.1.1 Физическое моделирование на основе кернового материала.....	42
2.1.2 Результаты численных исследований с учетом особенностей смачиваемости	48

2.2	Исследование влияния изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства при физическом и гидродинамическом моделировании	53
2.3	Исследование расположения зон разуплотнений при физическом моделировании и промысловых исследованиях	55
2.3.1	Уточнение и подтверждение представления о распространении зон разуплотнений с использованием 3D сейсмических исследований	55
2.3.2	Сопоставление результатов интерпретации кривых восстановления давления по скважинам, расположенным на территории исследования	57
	3D сейсмикой с результатами атрибутивного анализа	57
2.3.3	Подтверждение расположения зон разуплотнения бурением горизонтальных скважин с отбором керна	59
2.4	Выводы к главе 2	64
3.	РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННОГО СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ НА ОСНОВЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	66
3.1	Разработка способа повышения достоверности гидродинамических расчетов показателей разработки исследуемых карбонатных коллекторов	66
3.2	Оценка влияния анизотропии зон разуплотнений при размещении скважин в карбонатных коллекторах	71
3.3	Результаты использования рекомендаций по совершенствованию технологии расстановки проектных скважин относительно зон разуплотнений при фактическом бурении	75
3.4	Выводы к главе 3	78
4.	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ РАСПОЛОЖЕНИЯ ЗОН РАЗУПЛОТНЕНИЙ	80
4.1	Промысловые исследования анизотропии проницаемости коллектора	80
4.2	Совершенствование технологии заводнения карбонатных коллекторов с учетом расположения зон разуплотнений	83

4.2.1	Оценка влияния зон распространения трещинности на показатели работы скважин при организации закачки для условий башкирского объекта Аканского нефтяного месторождения на основе геолого-гидродинамической модели	84
4.2.2	Оценка влияния интервалов перфорации на технологические показатели для выбранного варианта	93
4.3	Обоснование предлагаемой технологии заводнения на участке геолого-гидродинамической модели башкирского яруса Аканского месторождения	95
4.4	Выводы к главе 4	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		101
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....		103
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		105

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Крупные нефтяные месторождения Республики Татарстан (РТ) находятся на поздней стадии разработки, и вопрос о поддержании текущих уровней добычи нефти становится все острее и решается в том числе вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов карбонатных отложений. Доля остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах неуклонно возрастает и на 2018 год составила более 40 % от балансовых. Основные запасы нефти по отложениям карбонатного карбона сосредоточены в отложениях турнейского и башкирского ярусов, при этом турнейский ярус достаточно активно вовлечен в разработку в отличие от башкирского.

До настоящего времени при решении задач управления разработкой месторождений с карбонатными коллекторами не в полной мере учитываются сложные механизмы нефтеизвлечения, в первую очередь связанные с трещинной составляющей коллектора. Недостаточно полно изучены свойства коллекторов башкирского яруса, существенно влияющие на эффективность разработки, такие как изменение смачиваемости поверхности порового пространства продуктивных пластов по глубине их залегания и расположение зон разуплотнений с неизвестным характером развития трещин.

В современных условиях цифровизации процессов разработки нефтяных месторождений не уделяется должного внимания способам моделирования зон разуплотнений, анизотропии развитой системы трещин, не формализованы методы совершенствования применяемых гидродинамических моделей с их учетом. Результатом этого являются низкие темпы выработки запасов нефти из карбонатных коллекторов, неэффективность системы заводнения и, как следствие, низкие коэффициенты нефтеизвлечения.

Таким образом, актуальным является исследование, направленное на совершенствование технологий извлечения нефти из карбонатных коллекторов башкирского яруса, основанное на изучении в разных масштабах (размерностях)

свойств продуктивной системы и формализации дополнительных методов усовершенствования гидродинамических моделей.

Цель диссертационной работы

Совершенствование технологии извлечения нефти из карбонатных коллекторов башкирского яруса месторождений РТ на основе проведения промысловых исследований изменения геолого-физических свойств продуктивной системы, а также физического и геолого-гидродинамического моделирования.

Основные задачи исследований:

1. Анализ структуры остаточных запасов, особенностей и проблем нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов башкирского яруса месторождений РТ для определения возможных направлений повышения эффективности разработки.

2. Выявление особенностей изменения смачиваемости пород продуктивных пластов башкирского яруса от кровли к подошве по глубине их залегания и исследование их влияния на эффективность разработки на основе физического и геолого-гидродинамического моделирования.

3. Обоснование необходимости учёта расположения зон разуплотнений на основе использования результатов интерпретации 3D сейсмических исследований с целью совершенствования технологии разработки.

4. Разработка способа повышения достоверности гидродинамических расчетов карбонатных коллекторов с учетом свойств трещинной среды и результатов 3D сейсмических исследований.

5. Численное исследование влияния расположения скважин относительно зон разуплотнений на эффективность нефтеизвлечения для геологических условий башкирского яруса с учётом результатов разномасштабных исследований.

6. Оценка влияния выявленного расположения зон разуплотнений на показатели разработки при промысловых исследованиях.

7. Выработка рекомендаций по совершенствованию системы заводнения исследуемой залежи с учётом выявленных зависимостей.

Научная новизна:

1. Доказано, что смачиваемость порового пространства карбонатного продуктивного пласта башкирского яруса Аканского нефтяного месторождения линейно изменяется от смешанного типа до преимущественно гидрофобного с увеличением глубины его залегания, при этом доля гидрофильной поверхности от кровли к подошве пласта уменьшается с темпом от 0,08 % до 1,2 % на один погонный метр его толщины в диапазоне величин доли гидрофильной поверхности от 52 % до 12%.

2. Показано, что наличие открытых и закрытых трещин в выбранном интервале скважины, пробуренной в выявленной 3D сейсмическими исследованиями зоне разуплотнения, определяют синхронные экстремумы гамма-каротажа (ГК), потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и каротажа сопротивлений (КС). При этом если синхронные отклонения ГК и ПС направлены в сторону минимальных значений, а КС – в любую сторону экстремума, то это открытые трещины, проводящие жидкость; а если синхронные отклонения ГК и ПС направлены в сторону максимальных значений, а КС – в сторону минимальных значений, то это закрытые трещины, не проводящие жидкость.

3. Предложена методика генерации и трансформации в гидродинамическую модель (ГДМ) дополнительных исходных данных разномасштабных исследований по характеру смачиваемости поровой среды карбонатных коллекторов башкирского яруса и по структуре системы трещин в выявленных 3D сейсмическими исследованиями зонах разуплотнений с уточненной в процессе отбора и анализа образцов керна и геофизическими исследованиями степенью открытости трещин для тока флюидов.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработана методика подбора участков для бурения скважин, которая используется при строительстве скважин Аканского месторождения башкирского яруса и аналогичных месторождений ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. Методика учитывает расположение зон разуплотнений для размещения скважин в зонах с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что

позволяет увеличить среднюю накопленную добычу нефти, приходящуюся на скважину, на 24 % в среднем за два года эксплуатации.

2. Разработана методика подбора участков для организации системы поддержания пластового давления (ППД), позволяющая учитывать изменение смачиваемости поверхности продуктивного пласта по глубине его залегания и расположение зон разуплотнения для размещения добывающих и нагнетательных скважин с учетом их влияния. Методика используется при управлении разработкой Аканского месторождения башкирского яруса и аналогичных месторождений ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

3. По теме диссертации получено два патента РФ на изобретение.

4. Результаты, полученные в ходе исследований по теме диссертационной работы, используются для повышения достоверности гидродинамических расчетов при выполнении научно-исследовательских работ в ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

5. Результаты работы использованы при выполнении научно-исследовательских работ по совершенствованию систем разработки башкирского яруса Аканского месторождения (договор № 26/07/0750/1/118, 27/07/0750/1/119, № 28/07/0750/1/121 от 01.01.2014 с ЗАО «Предприятие Кара Алтын»).

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются продуктивные пласты карбонатных коллекторов башкирского яруса нефтяных месторождений РТ на примере Аканского месторождения, предмет исследования – геолого-физические свойства продуктивной системы, определенные по результатам разномасштабных исследований и существенно влияющие на извлечение нефти.

Методы исследований

Решение поставленных задач базируется на обобщении результатов теоретических, экспериментальных и промысловых исследований с использованием физического и геолого-гидродинамического моделирования. Для изучения и анализа автором проведены промысловые исследования скважин и использованы их данные, результаты лабораторных исследований керна,

статистические данные, характеризующие объект, результаты оценки исходной геолого-промысловой информации. Широко применялись методы математического моделирования пластовых систем с обобщением результатов промышленных испытаний при создании новых способов учёта параметров карбонатных пластов при моделировании.

Основные защищаемые положения:

1. При физическом моделировании на керновом материале показано, что для башкирского яруса Аканского нефтяного месторождения смачиваемость линейно изменяется от смешанного типа до преимущественно гидрофобного с увеличением глубины. Получена соответствующая закономерность, которую необходимо учитывать при принятии технологических решений на основе геолого-гидродинамического моделирования.

2. На основе выявленных закономерностей изменения геолого-физических свойств системы и результатов 3D сейсмических исследований разработан способ повышения достоверности гидродинамических расчетов показателей разработки залежей карбонатных коллекторов, учитывающий дополнительные параметры трещинной среды.

3. На основе комплексирования результатов разномасштабных исследований (3D сейсмических исследований, лабораторных исследований керна, промысловых исследований, геолого-гидродинамического моделирования) выявлены и апробированы закономерности пространственного положения зон разуплотнений для условий Аканского нефтяного месторождения, которые необходимо учитывать при совершенствовании технологии извлечения нефти.

Обоснованность и достоверность научных выводов и заключений

Достоверность полученных результатов обеспечивается применением стандартных методик лабораторных исследований, использованием лицензионных программ и подтверждается сопоставлением модельных, лабораторных и промысловых данных. Выявленные закономерности обоснованы значительным объёмом лабораторных исследований керна и геологической информации и подтверждены результатами бурения скважин, данными процесса разработки

Аканского месторождения башкирского яруса при геолого-гидродинамическом моделировании.

Публикации и апробация результатов работы

Основное содержание и результаты диссертации докладывались и обсуждались на конференциях и семинарах различного уровня: молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» (11 мая 2012 г., Бугульма), научно-практическом семинаре секции ЦСМС ОАО «Татнефть» «Поддержание пластового давления» по теме «Применение и развитие новых технологий в области поддержания пластового давления ОАО «Татнефть» (28 февраля 2013 г., Альметьевск), IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» (23–25 апреля 2013 г., Уфа), молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» (17 мая 2013 г., Бугульма), 26-й молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (14 мая 2015 г., Бугульма), 27-й молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (26 мая 2015 г., Бугульма).

Результаты диссертационной работы апробированы на научно-технических совещаниях ЗАО «Предприятие Кара Алтын» (2014–2015), ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (2014–2015), на совещаниях главных геологов малых нефтяных компаний РТ (2014–2016), совете директоров ЗАО «Предприятие Кара Алтын» (2015–2017).

По теме диссертации опубликовано семь статей, в том числе три в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации, получено два патента.

Личный вклад автора

В основу диссертации положены основные результаты научных исследований, выполненных автором в 2013–2014 гг., в период работы в должности инженера 1 категории отдела разработки нефтяных месторождений. В период с 2015 по 2017 г. осуществлялись внедрение и анализ результатов внедрения.

Автором собрана и обработана информация по свойствам нефти отложений карбона РТ, выполнены математическая обработка на основе статистического анализа и анализ полученных результатов.

В исследованиях по определению смачиваемости, вошедших в диссертацию, автору принадлежит роль в постановке задач, разработке и создании моделей физических процессов, формулировке целей и задач экспериментов, анализе и интерпретации их результатов. В выполнении физического моделирования принимали непосредственное участие специалисты отдела исследования керна и углеводородов института «ТатНИПИнефть».

Автором работы проведены все численные расчеты и анализ результатов. На основе результатов численного моделирования и аналитического исследования осуществлено планирование бурения.

В работах, написанных в соавторстве с коллегами, соискатель принимал участие во всех этапах процесса.

Соискатель принимал непосредственное участие в получении исходных данных и проведении научных экспериментов, анализе результатов апробации, лично автором или при участии автора выполнены обработка и интерпретация экспериментальных данных, подготовка основных публикаций по проведенной работе, постановка задач, их решение, научное руководство и непосредственное участие в аналитических и лабораторных исследованиях, в проведении промысловых работ и обобщении их результатов, в получении научных выводов и выдаче рекомендаций, в обработке и обобщении литературных данных, формулировке выводов. Обсуждение и интерпретация полученных результатов проводились совместно с научным руководителем и соавторами публикаций.

Основной целью цикла работ, выполненных автором, была реализация комплексного подхода к исследованию физических процессов, протекающих в карбонатном коллекторе, и их учета при организации системы разработки и бурении скважин.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, основных

выводов и рекомендаций, списка сокращений и списка литературы из 104 наименований. Диссертация изложена на 118 страницах машинописного текста, включает 8 таблиц и 55 рисунков.

Благодарности

Автор выражает огромную благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией, квалифицированные советы и консультации научному руководителю – д.т.н. Т.Б. Бравичевой, а также директору «TAL Oil Ltd.» д.т.н., профессору, академику АН РТ Р.Р. Ибатуллину, ведущим специалистам ПАО «Татнефть» З.А. Лощевой, С.Г. Агафонову и др. Автор признателен заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина д.т.н. И.Т. Мищенко за содействие на всех этапах выполнения работы, профессору, д.т.н Н.Н. Михайлову за актуальные и своевременные замечания при обсуждении проблематики исследования.

1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСА ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

1.1 Структура запасов и доля карбонатных коллекторов на месторождениях Республики Татарстан

Ключевой задачей развития нефтегазовой отрасли РТ является планомерное наращивание нефтедобычи как за счёт повышения эффективности добычи на нефтяных объектах, находящихся на поздней стадии разработки, так и за счёт ввода в эксплуатацию залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Основные разведанные геологические запасы нефти РТ относятся к терригенным отложениям, однако с каждым годом по мере их выработки доля остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах неуклонно возрастает и на 2018 год составила более 40 % от балансовых. В ближайшее время добыча нефти из карбонатных коллекторов может сравняться с добычей из терригенных. Именно по этой причине необходимо особое внимание уделить трудностям, с которыми сталкиваются при разработке карбонатных коллекторов.

Наиболее существенное отличие данных коллекторов от других типов проницаемых пород – их исключительная неоднородность, обусловленная широким развитием вторичных процессов (трещинность и кавернованность). В условиях Татарстана эти факторы усугубляются высокой вязкостью добываемой продукции, вследствие чего при применении традиционных методов разработки расчетная нефтеотдача не превышает 22 %. Таким образом, решение актуальных проблем повышения эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных пластах-коллекторах приобретает в последние годы приоритетное направление в научно-практической деятельности нефтяной отрасли [1].

Нефтеносные карбонатные коллекторы в РТ содержатся в отложениях карбонатного девона (семилукские, бурежские, елецкие, данково-лебединские, заволжские), нижнего карбона (малевско-упинские, черепецко-кизеловские,

алексинские, серпуховские), среднего карбона (башкирские, верейские, каширские) и верхней перми (казанские).

Сложнопостроенные карбонатные коллекторы по своему строению принципиально отличаются от терригенных. Это создает некоторые трудности при их выделении в разрезе скважин, при определении количественных значений ФЕС, а также характера насыщения коллекторов [2].

В решение проблемы изучения карбонатных пород коллекторов нефти и газа внесли значительный вклад отечественные исследователи: К.И. Багринцева, Г.Е. Белозерова, Л.П. Гмид, А.Н. Дмитриевский, В.Н. Киркинская, Т.Т. Клубова, А.И. Конюхов, Ф.И. Котяхов, В.Г. Кузнецов, Ю.И. Марьенко, Я.Н. Перькова, Б.К. Прошляков, А.В. Пэк, Е.М. Смехов, Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов, В.П. Морозов, Э.А. Королев и другие, а также зарубежные исследователи: Г. Арчи, Р. Агульер, Г. Биссел, Т. Голф-Рахт, А.И. Леворсен, Дж.Л. Уилсон, Р.Дж. Ридер, Ф. Фейрбридж, Г.В. Чилингар и другие [1, 3–22].

Очень подробно разнообразие структур и текстур пород основных нефтегазоносных комплексов карбона РТ представлено в работе В.П. Морозова [3], где освещены вопросы седиментогенеза карбонатов и их постседиментационные изменения, рассмотрены процессы формирования структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов РТ и их флюидонасыщенности.

В работах Л.З. Аминовой, Ф.С. Гурьяновой, А.Р. Кинзикеева, Е.А. Козиной, Н.Ш. Хайретдинова [23–26] подробно рассмотрена литолого-петрографическая характеристика коллекторов восточной части Татарстана.

В работе [27] Р.С. Нурмухаметов на основе анализа литературы и строения месторождений пришел к выводу, что по типу коллектора залежи среднего карбона РТ отличаются от залежей среднего карбона месторождений Пермской, Самарской и Оренбургской областей. Верей-башкирские и серпуховские отложения РТ характеризуются значительно меньшим количеством высокопроницаемых коллекторов и более высокой вязкостью нефти, поэтому опыт разработки месторождений Пермской, Самарской и Оренбургской областей нельзя в полном объеме переносить на залежи РТ.

Доли текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ) и добычи нефти в разрезе типа отложений представлены на рисунке 1.1. Несмотря на то, что основные остаточные запасы сосредоточены в отложениях карбонатного карбона, основная выработка идет из «традиционных» отложений терригенного девона.

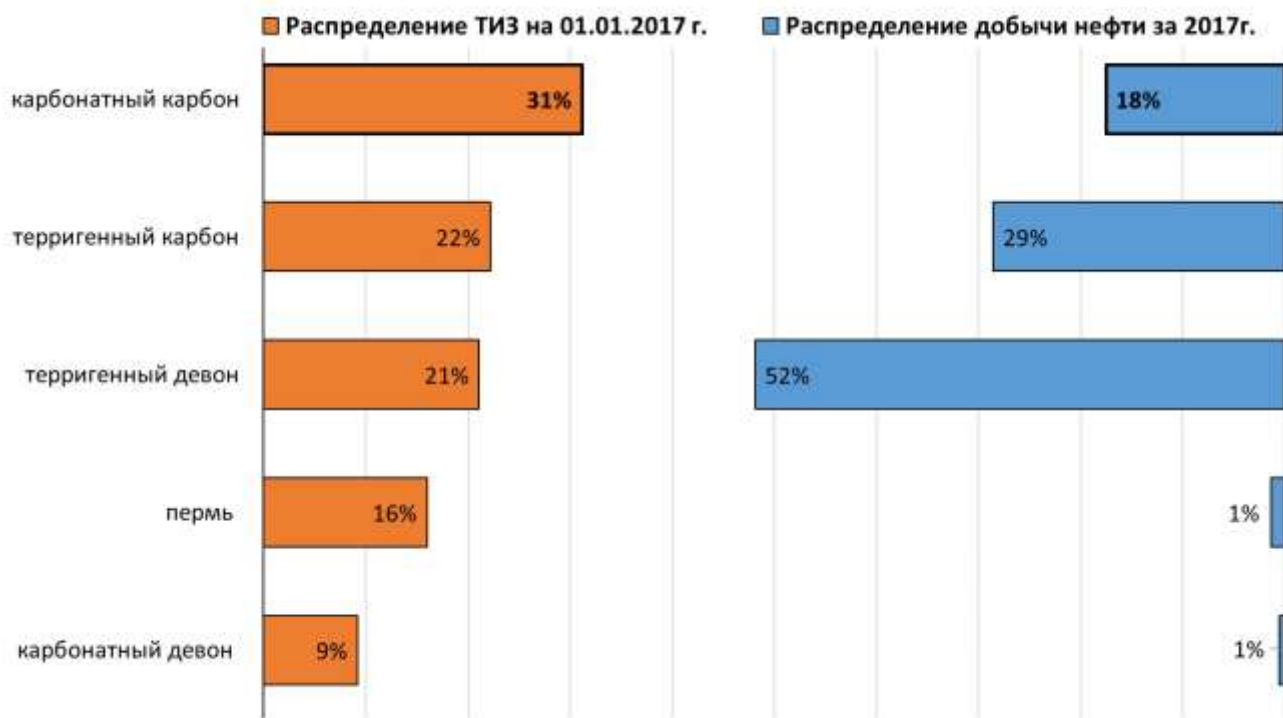


Рисунок 1.1 – Доли ТИЗ нефти и добычи нефти в разрезе типа отложений

В разрезе по отложениям карбонатного карбона основные запасы сосредоточены в отложениях башкирского и турнейского ярусов (рисунок 1.2), при этом последний активно вовлечен в разработку.

Башкирский объект, несмотря на значительные запасы, имеет низкую выработанность и недостаточно вовлечен в разработку (рисунок 1.3). Это выражается наименьшим значением накопленной добычи – 10,7 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), что свидетельствует о том, что залежи башкирского объекта находятся на начальной стадии разработки.

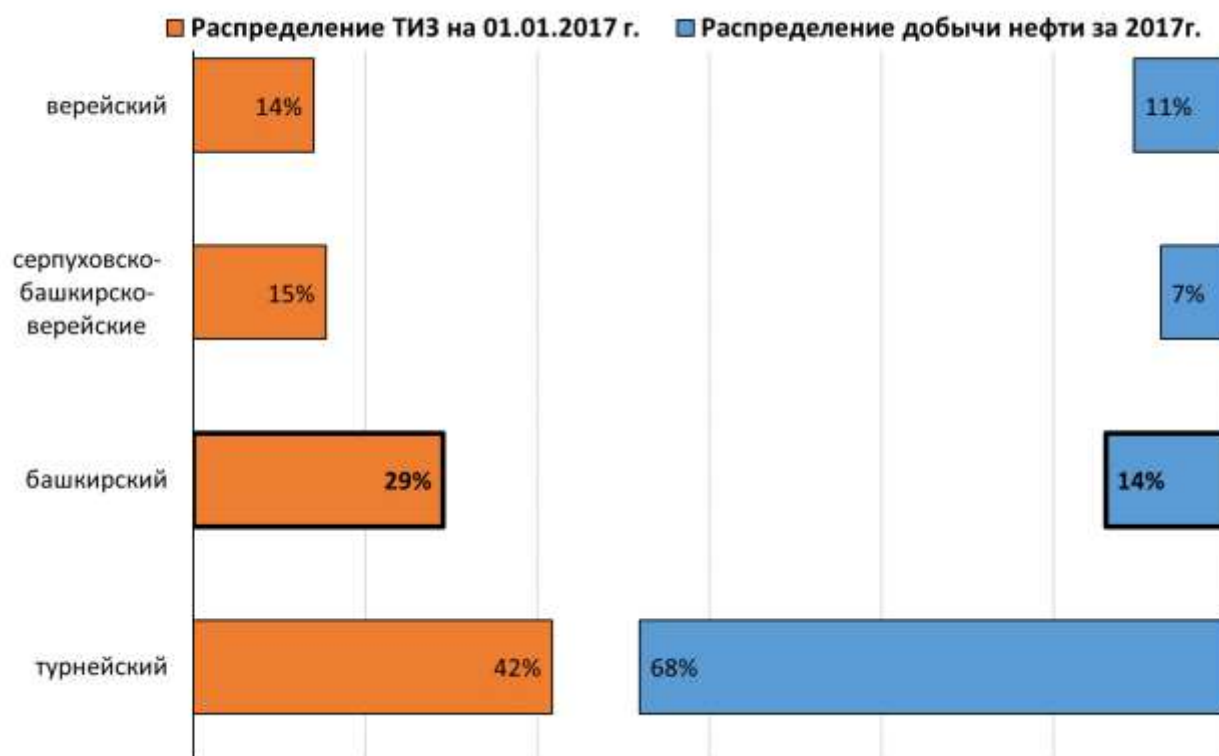


Рисунок 1.2 – Гистограммы доли ТИЗ нефти и добычи нефти по отложениям карбонатного карбона

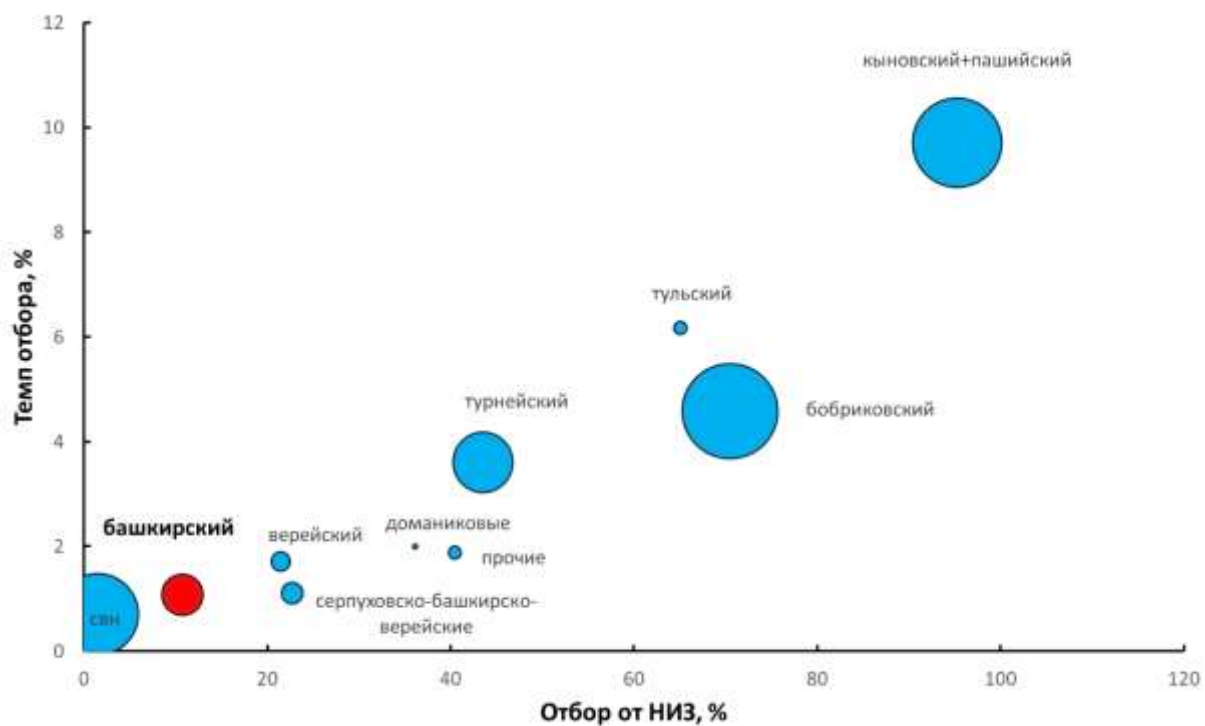


Рисунок 1.3 – Отбор от НИЗ – темп отбора

В связи с этим одной из первостепенных задач является создание и внедрение в производство новых способов разработки и технологий воздействия на объекты башкирского яруса применительно к условиям РТ с целью улучшения технико-экономических показателей разработки.

1.2 Особенности строения карбонатных коллекторов башкирского яруса на месторождениях Республики Татарстан и свойства насыщающих флюидов

Залежи нефти в башкирских отложениях РТ выявлены в пределах купольной части, на южном, северо-восточном, северо-западном, северном, западном склонах Южно-Татарского свода (ЮТС), на восточном борту Мелекесской впадины (МВ) и юго-восточном склоне Северо-Татарского свода (СТС) (рисунок 1.4) [1].

Продуктивные пласты башкирского яруса представлены органогенными, реже органогенно-обломочными и зернистыми известняками с подчиненными прослоями доломитов. Толщина разрезов яруса – 10–54 м. Отмечается некоторое возрастание высоты залежей в направлении с востока западного склона ЮТС к МВ. В разрезе выделяются до трех пластов-коллекторов. Общая эффективная толщина пластов-коллекторов достигает 20 м. Многими учёными отмечалась большая изменчивость отложений башкирского яруса по латерали в отличие от отложений турнейского и визейского ярусов, что, по их мнению, затрудняет прослеживание в них отдельных пачек и слоев даже по соседним скважинам [1, 3, 28].

Все уплотненные прослои в разрезе яруса имеют вертикальную трещинность, и поэтому пласты-коллекторы являются единым гидродинамическим резервуаром преимущественно средней емкости. По характеру ФЕС породы-коллекторы относятся к порово-трещинному и порово-каверновому типам. Нефтедержащие пустоты смешанного порово-кавернозно-трещинного коллектора – это в основном каверны и поры, а проводящие каналы – трещины и поры. Пустотность трещин незначительна, при определении вторичной пустотности она характеризуется как каверново-трещинная. Каверны могут сообщаться посредством трещин или каверновых каналов [1, 29].

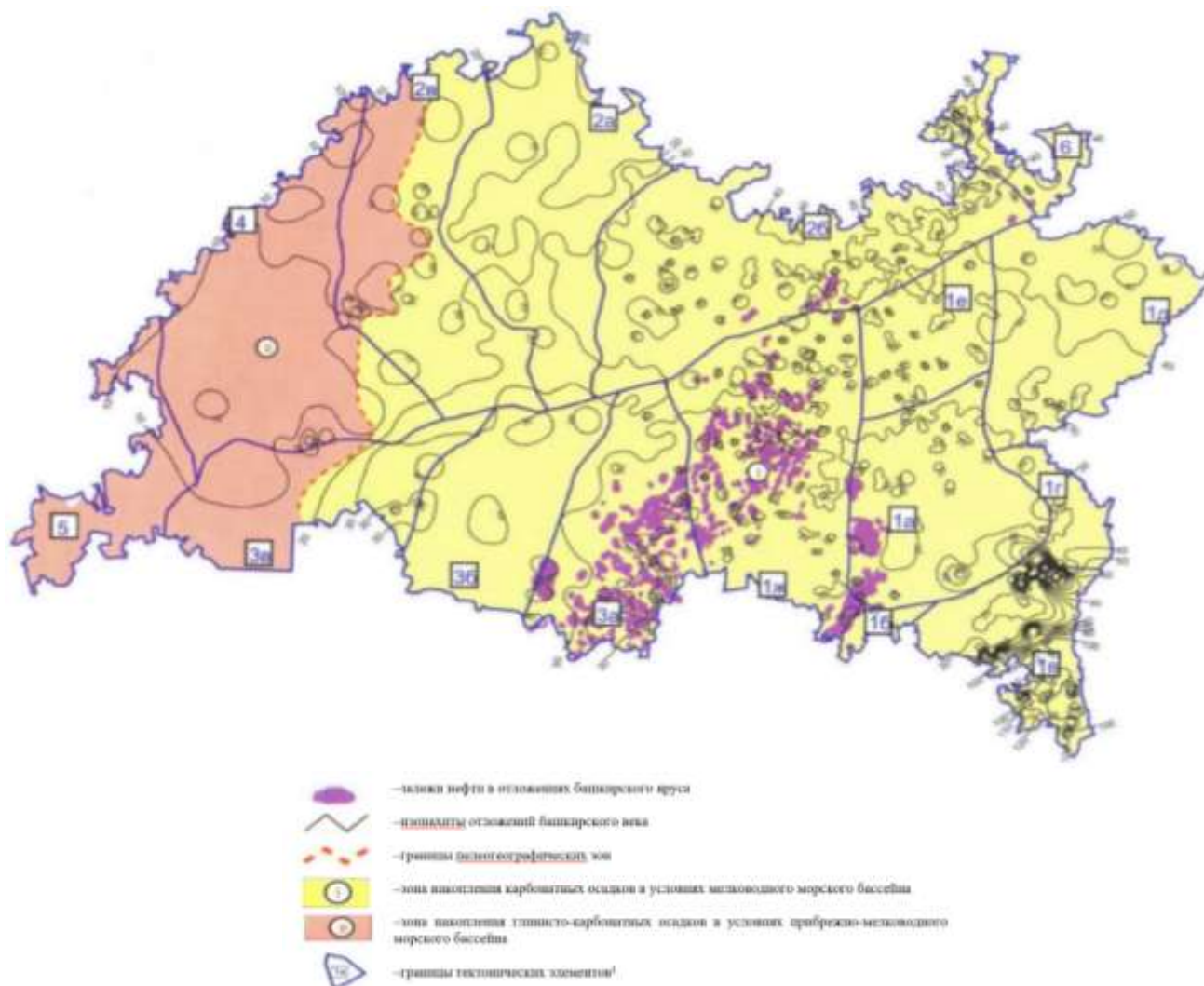


Рисунок 1.4 – Схема палеогеографии Татарстана. Башкирский век¹ [29]

Фильтрационные способности карбонатных коллекторов имеют свои особенности, которые заключаются в симбиозе поровой, трещинной и каверновой проницаемостей, которые отличаются большим диапазоном изменения не только между собой, но и внутри составляющих. Так, каверно-трещинная пустотность представляет собой систему каверн в виде изометрических полостей или расширений, соединенных трещинами. Трещины по раскрытости и

¹ 1 – Южно-Татарский свод (ЮТС)

1а – Вершина ЮТС

1б – Южный склон ЮТС

1в – Юго-восточный склон ЮТС

1г – Восточный склон ЮТС

1д – Северо-восточный склон ЮТС

1е – Северный склон ЮТС

1ж – Западный склон ЮТС

2 – Северо-Татарский свод (СТС)

2а – Сводовая часть СТС

2б – Юго-восточный склон СТС

2в – Западный склон СТС

3 – Мелекесская впадина (МВ)

3а – Восточный борт МВ

3б – Центральная часть МВ

3в – Западный борт МВ

4 – Казанско-Кжимский авлакоген

5 – Восточный склон Токмовского свода

6 – Верхнекамская впадина

фильтрационным свойствам можно разделить на микротрещины, мезотрещины и макротрещины. Макротрещины и мезотрещины – высокопроводящие каналы пласта – определяют преобладающую проницаемость на значительном расстоянии. Их свойства оценивают гидродинамическими методами исследований, так как керновым материалом они обычно не могут быть охарактеризованы из-за невозможности сохранить при отборе истинную раскрытость трещин. Микротрещины более распространены и в большей степени изучены на кернавом материале. Их проницаемость на порядки ниже проницаемости макротрещин, но выше проницаемости совокупности каверн. Блоки могут содержать каверны, которые соединяются между собой как непосредственно, так и посредством трещин кавернования. Трещины кавернования образуются при обрушении каверновых полостей под воздействием литостатического давления, когда толщины перегородок недостаточно для противодействия этому давлению и сохранению объёма каверн. Основными каналами перетока жидкостей между системами каверн служат тектонические и диагенетические трещины. Для их обнаружения предпочтительнее использовать 3D сейсмические исследования.

В работе [30] подробно описаны способы обнаружения мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных. Отмечается, что несмотря на то, что сейсмические методы могут быть неспособны обнаруживать отдельные трещины, на их присутствие может указывать поддающийся измерению сейсмический отклик от системы сгруппированных трещин. Это подобно тому, как человеческий глаз с расстояния в километр не способен видеть отдельные капли воды, но может видеть скопление капель воды в небе – облако. То же самое применимо к сейсмическим методам, основанным на специальной обработке, предназначенной выделять сейсмические атрибуты, которые выявляют разломы и системы трещин.

Коллекторские свойства пород башкирских отложений, определенные по результатам кернавых исследований, варьируются в зависимости от приуроченности залежей к той или иной тектонической зоне. На западном склоне ЮТС среднее значение пористости – 13,5 %, газопроницаемости – $177 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенности – 74,1 %, на восточном борту МВ – соответственно 14,7 %,

$263 \cdot 10^{-3}$ мкм² и 76,1 %. В пределах одной тектонической зоны эти показатели могут меняться в ту или иную сторону в зависимости от степени неоднородности и выдержанности по горизонтали и латерали прослоев пород-коллекторов [3, 29, 31].

В целом объем нефти, содержащейся в трещинах, незначителен по сравнению с количеством нефти, насыщающей порово-каверновые пласты, в большинстве случаев это значение не более 0,5–3 % [4].

Сложный характер нефтеносности пород башкирского яруса обусловлен как существенной первичной неоднородностью известняков башкирского яруса, представленных различными типами по вертикали и горизонтали разреза, так и является следствием различных вторичных изменений известняков – выщелачиванием и доломитизацией [3].

Для карбонатных коллекторов месторождений РТ характерны низкие значения коэффициента вытеснения, определенные лабораторным путем, максимальные значения которых изменяются от 0,5 до 0,55 доли ед. Это связано с тем, что отсутствует возможность отбора цельного представительного образца из ядра трещинной или кавернозной части пласта и проведения лабораторных исследований.

Физико-химические свойства (ФХС) пластовой нефти залежей среднего карбона сильно варьируются: давление насыщения – от 0,6 до 3,85 МПа, вязкость – от 37 до 550 мПа·с, плотность – от 852 до 949 кг/м³, газовый фактор – от 2,6 до 10 м³/т. Пластовое давление – 8–9 МПа, пластовая температура – от 15 до 20 °С. В поверхностных условиях ФХС нефти следующие: плотность – от 880 до 966 кг/м³, содержание парафина – от 2,5 до 3,5 %, асфальтенов – от 3 до 12 %, серы – от 2,5 до 5 % [32].

Анализ лабораторных исследований нефти по 20 месторождениям башкирского яруса РТ показал, что содержащаяся в залежах нефть относится к высоковязкому, битуминозному, высокосмолистому типу (рисунок 1.5).

Зачастую нефть различных участков залежей имеет различную вязкость, причины этого явления полностью не установлены. Однако прослеживается некоторая закономерность: вязкость нефти тем меньше, чем пласт

гипсометрически выше водонефтяного контакта (ВНК) (менее окислена) и чем дальше скважина, в которой произведен отбор проб, отстоит от контура нефтегазоносности [1, 33].

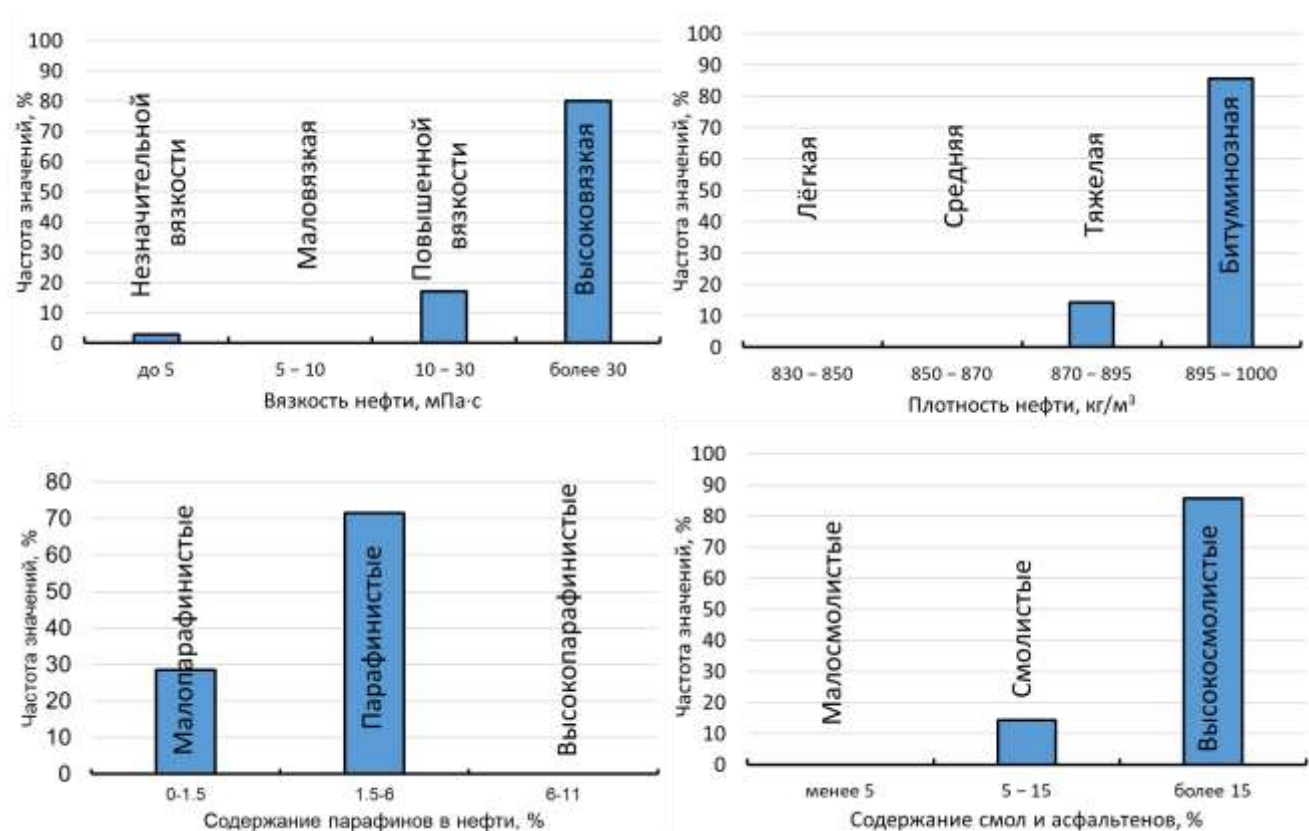


Рисунок 1.5 – Свойства нефти башкирского яруса месторождений РТ

С увеличением вязкости нефти растет влияние неоднородности структуры порового пространства на механизм вытеснения нефти из коллектора. Возможно, что определённую роль при этом играет не только повышение вязкости нефти, но и связанное с ним изменение состава нефти. В высоковязкой нефти, как правило, содержится значительно больше полярных компонентов, способных гидрофобизировать поверхность породы и стимулирующих образование на границе с водой «жестких» межфазных пленок. В свою очередь, в гидрофобном коллекторе по сравнению с гидрофильным сильно проявляет себя неоднородность в направлении нормальному потоку, так как в этом случае уменьшается возможность выравнивания фронта вытеснения за счет капиллярного вытеснения нефти из тонких поровых каналов [34].

Наличие высокомолекулярных соединений в составе нефти – одна из основных причин изменения смачиваемости естественно гидрофильной поверхности коллекторов [29, 35].

К.И. Багринцева после анализа большого количества месторождений отмечает неравномерную гидрофобизацию продуктивных отложений всех изученных месторождений и делает вывод, что формированию залежи предшествовало замещение воды нефтью, оказавшей основное влияние на изменение смачиваемости [4]. Поскольку распределение нефти отличается неравномерностью, то смачиваемость порового пространства пород также может быть неодинакова – от промежуточной до гидрофобной [35].

В работе проанализированы результаты исследований смачиваемости образцов керна башкирского яруса на 44 месторождениях (524 исследования), выполненных по методу Тульбовича (ОСТ 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород») [36]. В данном методе определяется показатель смачиваемости породы M , который изменяется в пределах от 0 до 1 (образцы пород с полностью гидрофильной поверхностью характеризуются значениями $M = 1$, а с полностью гидрофобной поверхностью $M = 0$). Результаты анализа проведенных исследований (рисунок 1.6) подтверждают это предположение: породы башкирского яруса относятся к гидрофобному, преимущественно гидрофобному и смешанному типам смачиваемости.

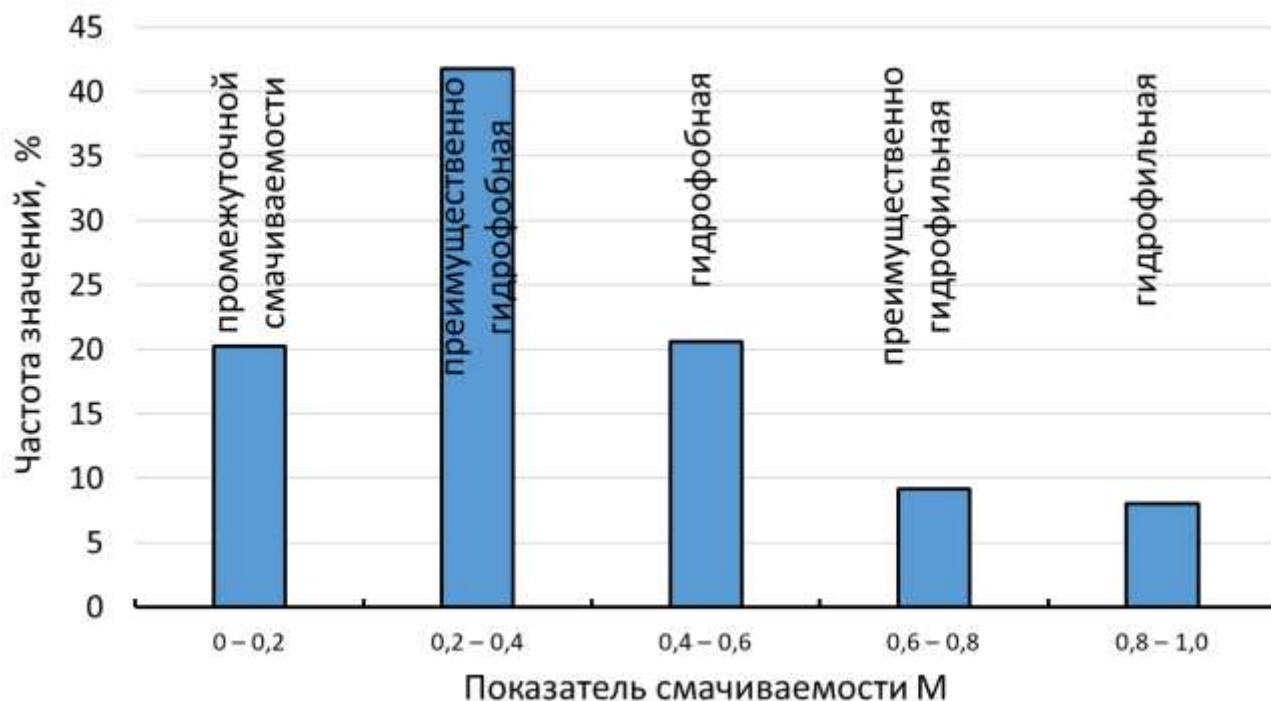


Рисунок 1.6 – Гистограмма распределения показателя смачиваемости М образцов керна башкирского яруса месторождений РТ

1.3 Сложности и пути совершенствования технологии разработки карбонатных коллекторов башкирского яруса Республики Татарстан

Исследованию процессов фильтрации в трещинно-поровых коллекторах и проблемам их разработки посвящены труды большого количества ученых, среди них можно выделить работы Р.Г. Абдулмазитова, К.Б. Аширова, Г.И. Баренблатта, В.Д. Викторина, А.В. Гавуры, Т.Д. Голф-Рахта, Р.Г. Галеева, Р.Н. Дияшева, А.Н. Дмитриевского, В.М. Ентова, Ю.П. Желтова, С.Н. Закирова, В.И. Колганова, И.Н. Кочина, Н.А. Лыкова, В.Н. Щелкачева, М.Л. Сургучева, Hurst W., Katz D.L., Mattax C.C., Н.П. Лебединеца, В.Д. Лысенко, В.П. Морозова, Р.Х. Муслимова, Р.З. Мухаметшина, Р.Г. Рамазанова, Э.И. Сулейманова, Р.Т. Фазлыева, Р.Г. Хамзина, Р.С. Хисамова, Ш.Н. Шимановского, И.Г. Юсупова и многих других [32, 37–42, 18, 43–52, 34, 53–57, 3, 58–62].

Р.Х. Муслимов [63] отмечает, что башкирский ярус РТ относится к нетрадиционным коллекторам уже освоенных горизонтов, что связано с особой сложностью их строения и нелинейными связями между емкостными и

фильтрационными свойствами, а также подходами, оценка которых резко отличается от подходов к оценке традиционных коллекторов. Комбинация трещинной дренирующей углеводороды сети и его поровой матрицы создают сложную систему фильтрации, трудно поддающуюся учету и оценке [21]. Коллекторы этого типа характеризуются нестабильным режимом нефтеизвлечения, несмотря на их широкое распространение.

Низкий темп освоения запасов по башкирским отложениям РТ связан с тем, что из-за сложного геологического строения, трещинности, кавернозности коллекторов, высокой вязкости и малой продуктивности объект в проектных документах рассматривался как возвратный. Только в последних проектных документах башкирские отложения выделяются в самостоятельный объект.

Понимание процессов нефтевытеснения из карбонатных коллекторов основывается на представлении теории фильтрации в трещинно-поровой среде [4, 39, 64–67].

Несмотря на длительный опыт разработки карбонатных коллекторов, до сих пор в подавляющем большинстве случаев при проектировании разработки используются методы, успешно зарекомендовавшие себя при разработке пористых терригенных пластов. Коэффициент извлечения нефти (КИН) по объектам с карбонатными коллекторами в основном ниже, чем по аналогичным объектам с терригенными коллекторами. Низкие значения технологических показателей разработки залежей башкирского яруса объясняются малоэффективной системой расположения скважин, сложным геологическим строением, низкой продуктивностью, сложной структурой пустотного пространства, повышенной геологической неоднородностью по различным параметрам, высокой вязкостью нефти, малым охватом воздействия на пласт, неравномерным обводнением из-за резких прорывов воды и пр.

Основные отличия в фильтрации жидкости в трещиноватых средах от фильтрации в пористых породах связаны с:

- анизотропией проницаемости в различных направлениях;

- высокой сжимаемостью трещинных сред (значительная зависимость ФЕС от эффективного давления);
- перетоками жидкости из трещин в блоки и из блоков в трещины.

Анализ опыта разработки карбонатных объектов показывает, что закачка в пласт воды не всегда дает положительные результаты в виде прироста добычи нефти, увеличения текущего и конечного КИН, снижения обводненности продукции, улучшения технико-экономических показателей [68]. При этом часто имеет место отсутствие гидродинамического взаимодействия между нагнетательными и ближайшими добывающими скважинами, уход закачиваемой воды в законтурную область либо, наоборот, прорыв воды по системе трещин к добывающим скважинам, что иногда приводит к ухудшению технологических показателей разработки по сравнению с разработкой на естественном режиме.

Анализ влияния различных факторов на КИН карбонатных коллекторов при заводнении выполнен А.В. Гавурой [69]. Проведенный анализ показал, что выводы различных авторов по оценке зависимости нефтеотдачи от геолого-технических и технологических факторов носят противоречивый характер. Это объясняется многообразием природных условий разработки [70]. В связи с этим наибольший интерес представляет анализ результатов разработки башкирского яруса именно РТ.

Проблемы разработки верей-башкирских и серпуховских отложений с точки зрения повышения эффективности извлечения нефти рассматривались в работах Р.Г. Абдулмазитова, Г.Г. Вахитова, Р.Г. Галеева, А.А. Гилязова, Н.И. Кисова, Р.Н. Дияшева, В.Д. Лысенко, Р.А. МаксUTOва, Р.Х. Мусабилова, Р.Х. Муслимова, В.З. Мухаметшинва, Е.Ю. Молчанова, Э.Д. Мухарского, Г.А. Орлова, Ю.В. Ракутина, Р.Г. Рамазанова, Э.И. Сулейманова, В.Н. Соловьевой, Р.Т. Фазлыева, Р.Г. Хамзина, Р.Б. Хисамова, А.М. Шавалиева, И.Г. Юсупова [27].

Обобщение опыта разработки карбонатных коллекторов отражено в работах И.Д. Амелина [53], И.И. Абызбаева, В.Е. Андреева, М.З. Валитова, В.Д. Викторина, А.В. Гавуры, Н.П. Лебединеца, Е.В. Лозина, В.П. Родионова [71], А.Б. Федорако, Г.Н. Чепака [72].

В РТ проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по организации системы ППД на 31 участке 13 месторождений, представленных карбонатными коллекторами [1, 8]. По башкирским отложениям положительный эффект от заводнения получен на залежи 302 Ромашкинского месторождения [73, 74], а на Ямашинском месторождении опытная закачка оказалась неэффективной [1]. Это можно связать с тем, что свойства нефти залежи 302 значительно отличаются от остальных залежей башкирских отложений РТ.

В работах [27, 75, 76] отмечено, что при испытании технологий нестационарного заводнения опережающая выработка запасов нефти происходит по отдельным блокам, ориентированным от нагнетательных скважин в направлении преимущественного развития трещинности.

Подробно результаты заводнения двух опытных участков Ямашинского месторождения и четырех участков 302 залежи Ромашкинского месторождения, приуроченных к башкирским отложениям, проанализированы в работе [77]. Отмечается, что для условий башкирских отложений месторождений западного склона ЮТС и МВ предпочтительным является осуществление вторичного заводнения.

Р.Х. Муслимовым, Э.И. Сулеймановым, Р.Г. Абдулмазитовым и др. предложены технологии разработки небольших нефтяных залежей массивного типа, имеющих вертикальную направленность проницаемости пласта; разработки карбонатных коллекторов трещинного типа; разработки коллекторов с учетом направления трещинности [62, 78].

В работе [68] проанализированы опытные участки на залежах башкирских отложений Ямашинского, Ромашкинского, Аксубаево-Мокшинского, Нурлатского и Бурейкинского месторождений. В ходе проведенных опытных работ изучались основные вопросы: влияние плотности сетки скважин (ПСС) и систем заводнения, режимов работы скважин на эффективность разработки в условиях сложного строения продуктивных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью; отработка системы воздействия на пласт. По результатам анализа сделаны выводы о том, что разработку башкирских отложений в начальной стадии необходимо

осуществлять на естественном режиме разработки. На примере опытных участков на Ромашкинском месторождении сделан вывод о положительном эффекте от применения циклического заводнения. Из рассмотренных опытных участков, помимо Ромашкинского месторождения, эффект наблюдается только на Ямашинском месторождении, при этом нельзя его назвать однозначным. Освоение системы заводнения привело наряду с незначительным увеличением пластового давления к ожидаемому скачкообразному увеличению обводнённости продукции скважин во времени. Применение циклической закачки позволило снизить обводнённость продукции почти до первоначального уровня, но ненадолго.

Р.Г. Абдулмазитов [32], систематизируя опытно-промышленные и промысловые работы, указывает, что на большинстве залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, законтурное заводнение показало низкую эффективность или полное отсутствие влияния на выработку запасов.

Одна из главных причин низкой эффективности вторичного воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений – резкая анизотропия коллекторских свойств и прежде всего их фильтрационной составляющей, обусловленная наличием зон тектонического разуплотнения.

Наиболее сильно анизотропия коллекторских свойств проявляется при разработке залежей высоковязкой нефти, что обусловлено неодинаковой эффективной вязкостью в разных частях пласта. В низкопроницаемых коллекторах аномалии вязкости более интенсивные, чем в высокопроницаемых. Поэтому успех разработки таких залежей в значительной степени определяется своевременностью установления высокопроницаемых участков. В связи с этим актуальным является создание и испытание новых технологий разработки трещинно-порово-кавернозных коллекторов, учитывающих преимущественное направление трещинности по объему залежей нефти в объеме пласта с привлечением всей совокупности информации, в том числе с созданием геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) [79].

Сегодня большинство исследователей считают наиболее рациональным направлением повышения эффективности выработки карбонатных коллекторов

переход на системы разработки месторождений с применением горизонтальных скважин (ГС), многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС), боковых горизонтальных стволов (БГС), которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов [1, 73, 80–82].

В работах [77], [83] приведен опыт применения бурения ГС на Коробковском участке Бавлинского нефтяного месторождения. Анализ работы вертикальных скважин (ВС) и ГС за период с 2001 по 2009 г. показывает более стабильную работу ГС. Дебиты нефти ГС в 1,5–2,4 раза превышают дебиты нефти ВС, а обводненность ГС сохраняется на низком уровне, что обуславливается геологическим строением участка и размещением ГС в разрезе объекта эксплуатации.

В работе [74] рассмотрен анализ эффективности применения ГС в зависимости от расстояния до ВНК и типа буровых растворов. Применительно для залежей 302–303 предложена методика проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Примером удачного применения ГС в Татарстане, по мнению А.М. Евдокимова [73], являются скважины 1918 и 1947 Сиреневского месторождения с отбором более 100 тыс. т нефти. Однако немало примеров неудачного применения ГС, МЗГС, БГС, которые рассмотрены в работе [68]. Это опытные участки на Аксубаево-Мокшинском, Нурлатском, Бурейкинском месторождениях, при анализе работы скважин видно, что скважины работают с начальными дебитами, сопоставимыми с дебитами ВС, и впоследствии (через 3–4 года) снижаются еще в 3–4 раза. Связать более низкую эффективность по сравнению с Сиреневским месторождением возможно с повышенной вязкостью нефти.

Результаты применения технологий горизонтального бурения при разработке карбонатных коллекторов месторождений углеводородов также освещены в работах [81, 84–87].

Эффективность применения ГС во многом зависит от особенностей геологического строения продуктивного пласта: его расчленённости, анизотропии, характера распределения зон разуплотнений, неоднородности, пористости, проницаемости, близости ВНК и других факторов [80].

Еще одной особенностью выработки залежей в карбонатных коллекторах является существенное влияние плотности сетки скважин (ПСС) на текущие отборы и конечный КИН. Охват залежи дренированием и условия для применения методов заводнения улучшаются с увеличением ПСС [1]. Ученые и специалисты Татарстана предполагают, что в условиях неоднородных прерывистых пластов основной фонд целесообразно размещать по равномерной квадратной или треугольной сетке скважин. Равномерная сетка скважин обеспечивает более достоверное описание залежи и тем самым создает лучшие условия для последующей рациональной разработки [1]. Более сложной является проблема выбора ПСС для объектов с различными геолого-физическими свойствами пластов. Эта проблема решалась проведением большого объема ОПР по определению влияния ПСС на производительность и нефтеотдачу залежей в различных горно-геологических условиях. Результаты этих работ обобщены и на их основе построены зависимости нефтеотдачи от ПСС для залежей, представленных карбонатным коллекторами [1]. Использование этих зависимостей и опыта разбуривания залежей с различными геолого-физическими характеристиками с экономической оценкой различного уплотнения сетки скважин позволяет определить оптимальную сетку скважин, которая в дальнейшем закладывается при проектировании разработки [1].

Н.А. Струковой [88] выполнены исследования по изучению влияния разных систем разработки (ПСС) на дебиты скважин, обводненность, темпы отбора нефти и жидкости, нефтеотдачу. По результатам данных исследований уплотнение сетки скважин приводит к увеличению обводненности, снижению дебитов скважин, слабо влияет на коэффициент охвата и нефтеотдачу. М.З. Валитовым [89] установлена значительная зависимость КИН от ПСС.

На Шегурчинском, Ямашинском и Ромашкинском месторождениях проведены ОНР по изучению влияния ПСС на выработку запасов и созданию эффективных систем разработки залежей в карбонатных отложениях. Оказалось, что уплотнение сетки скважин ведет в основном к увеличению охвата пластов вытеснением по толщине и отражает кривую распределения линз коллекторов по размерам, то есть прерывистость карбонатных коллекторов. Выявлено, что наибольшей прерывистостью характеризуются коллекторы башкирского яруса [73].

В.П. Тронов в работе [90] отмечает, что размещение скважин по площади и их число необходимо осуществлять и определять не с позиций «геометрия плюс арифметика» (ряды сетки скважин и т. д.), а с точки зрения «геология плюс физика пласта, плюс фильтрационные процессы», учитывающие реальные свойства пластов и их характеристики.

Разработка нефтяных месторождений РТ, приуроченных к карбонатным коллекторам, часто сопровождается снижением пластового давления. Плохая гидродинамическая связь карбонатных продуктивных пластов с законтурной водоносной областью существенно затрудняет применение традиционных методов ППД путем закачки воды, поэтому многие месторождения с карбонатными коллекторами приходится разрабатывать на естественном режиме истощения пластовой энергии [91].

Технология разработки трещинно-поровых коллекторов, в частности расчет оптимальной депрессии для скважин, должна учитывать влияние на фильтрационные процессы зависимостей свойств коллектора от давления и в наибольшей степени абсолютной проницаемости от давления. Это связано с тем, что увеличение градиентов давления в пласте, обусловленное ростом депрессии на скважину вследствие снижения забойного давления, может способствовать, с одной стороны, повышению добычи, а с другой, ее уменьшению из-за сжатия существующих трещин и значительного снижения интенсивности фильтрации по ним флюида [73].

В работе А.В. Распопова [92] сделаны выводы о том, что при разработке трещинно-пористого пласта необходимо учитывать зависимость свойств коллектора от давления.

Отмечается, что динамическая деформация коллекторов башкирско-серпуховской залежи Сибирского месторождения Пермской области проявлялась в изменении проницаемости и пористости среды. Исследования проводились при постоянной и зависящей от давления общей абсолютной проницаемости.

В работе [93] автор провел исследования по каширскому, верейскому горизонтам и башкирскому ярусу Шегурчинского и турнейскому ярусу Красногорского месторождений. По результатам опытов сделаны выводы о том, что единой тенденции изменения проницаемости образцов коллектора по горизонтам (ярусам) карбонатных отложений не наблюдается. Во всех случаях снижения проницаемости с падением пластового давления произошедшее изменение необратимо, т.е. при восстановлении пластового давления проницаемость не восстанавливается. Автор резюмирует, что необходимо продолжать изучение данной темы.

Изучение истории разработки залежей высоковязкой нефти башкирского яруса с трудноизвлекаемыми запасами показало низкую эффективность выработки запасов при использовании традиционных сеток скважин и систем заводнения, принятых для высокопродуктивных терригенных объектов. При этом большинство добывающих скважин не испытывают влияния закачки воды, процесс вытеснения протекает крайне неравномерно, образуются застойные зоны, пластовое давление в процессе разработки снижается, а конечная нефтеотдача при этом в редких случаях достигает 25 %.

1.4 Выбор объекта исследования, параметров и свойств системы для физического и гидродинамического моделирования

1.4.1 Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Разработка коллекторов башкирского яруса осложняется рядом возникающих геологических неопределенностей, технических и технологических

проблем, которые обуславливаются особенностями строения продуктивных коллекторов, составом и свойствами добываемой нефти.

Характерные особенности геологического строения и разработки трещинно-кавернозно-поровых карбонатных коллекторов в работе приведены на примере залежи башкирского яруса Аканского месторождения, наиболее типичной для трещинно-кавернозно-поровых коллекторов, содержащих высоковязкую нефть и расположенных в районе МВ.

Месторождение открыто в 1957 году, с 2001 года начата опытная и с 2003 года промышленная эксплуатация. Расположено месторождение на территории Западного Закамья и в административном отношении относится к Нурлатскому району РТ. В региональном тектоническом плане месторождение располагается, по поверхности кристаллического фундамента, в пределах восточного борта МВ, структуры первого порядка.

Отложения башкирского яруса среднего карбона представлены известняками органогенно-обломочными, пористыми, кавернозными и трещиноватыми с прослоями плотных непроницаемых известняков. Пористо-каверново-трещиноватые разности известняков нефтенасыщены практически на всей территории месторождения за исключением подножий сводов структур. Суммарная нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 2,2 до 17,2 м при общей толщине яруса 29–53 м. Залежи содержатся в структурах обтекания кизеловских рифов и приподнятой части тектонической ступени. Нефтенасыщенность установлена во всех пробуренных скважинах.

Среднее значение открытой пористости эффективных нефтенасыщенных прослоев башкирского яруса составляет 14,6 %, газопроницаемости – $279,73 \cdot 10^{-3}$ мкм². Исходя из средних значений тип коллектора в башкирской карбонатной толще по классификации К.Б. Аширова среднеемкий, высокопроницаемый. Следует отметить как вертикальную, так и горизонтальную неоднородность продуктивной толщи по коллекторским свойствам. Это выражается в неравномерном чередовании разуплотнённых и плотных пород.

Измерения пористости и проницаемости при проведении керновых

исследований проводились только на консолидированных кусках породы, в то время как в башкирском ярусе встречаются и участки с полностью дезинтегрированной нефтенасыщенной породой (Рисунок 1.7). В таких случаях порода фактически цементируется флюидом, и пористость увеличивается в разы. Подобная ситуация наблюдается и при проведении исследований характеристик трещин, в результате проницаемость таких трещин может быть больше проницаемости, измеренной на керне на 2–3 порядка.



Рисунок 1.7 – Пример дезинтегрированного керна из скважины

ФХС нефти изучались по глубинным и поверхностным пробам. Вязкость пластовой нефти – от 101,9 до 510,9 мПа·с, среднее значение – 267,6 мПа·с; плотность нефти в пластовых условиях изменяется от 0,895 до 0,937 г/см³, среднее значение – 0,921 г/см³. Нефть башкирского яруса относится к группе тяжёлой, высокосернистой, парафинистой, высокосмолистой и в связи с этим обладает высокой вязкостью.

Для проведения промысловых работ, физического и гидродинамического моделирования выбраны следующие параметры: смачиваемость коллектора, изменение ФЕС при изменении эффективного давления, определение зон разуплотнений.

1.4.2 Основные причины низкой эффективности разработки башкирского яруса Аканского месторождения

Залежь башкирского яруса является основным объектом разработки месторождения, который находится на второй стадии разработки – это стадия

выхода месторождения на максимальные объёмы добычи. Несмотря на высокую разбуренность и длительную историю разработки, на текущую дату КИН составляет всего 0,027 при утвержденном 0,251. Основные технологические показатели разработки залежи представлены на рисунке 1.8.

В целом по залежи скважины работают в основном с дебитами менее 4,0 т/сут (85 % действующего фонда). Обводненность по большинству скважин (77 % действующего фонда) на текущий момент на низком уровне – менее 10 % и только по восьми скважинам она составляет 50–90 %. В данном случае обводнение связано с поступлением воды через систему трещин из нагнетательных скважин.

Залежь башкирского объекта условно разделена на три части: южная, центральная и северная (Рисунок 1.9).



Рисунок 1.8 – Динамика основных технологических показателей башкирского яруса Аканского месторождения в целом и по выделенным частям

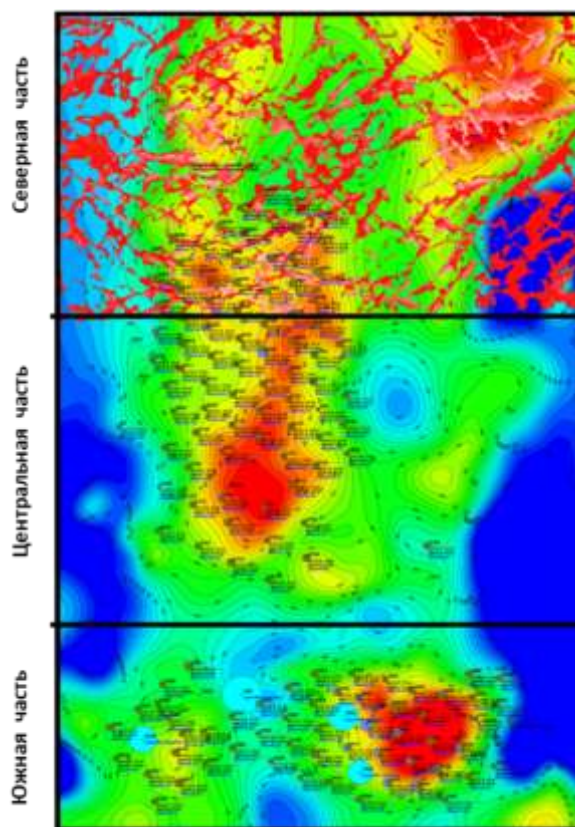


Рисунок 1.9 – Условное разделение залежи башкирского яруса Аканского месторождения

На южной части залежи организована система ППД. Закачка воды на башкирскую залежь начата в конце 2006 г. на отдельных участках путем внутриконтурного очагового заводнения.

Центральная и южная части залежи более продуктивные относительно северной, которая характеризуется ухудшенными геологическими параметрами, что отмечается по динамике изменения дебитов нефти – у скважин северной части дебит ниже, чем в остальных частях.

В результате проведенного анализа текущих показателей разработки Аканского месторождения башкирского яруса по выделенным частям по состоянию на 08.2017 г. выявлены характерные особенности его разработки, графическая иллюстрация которых приведена на рисунках 1.10, 1.11.

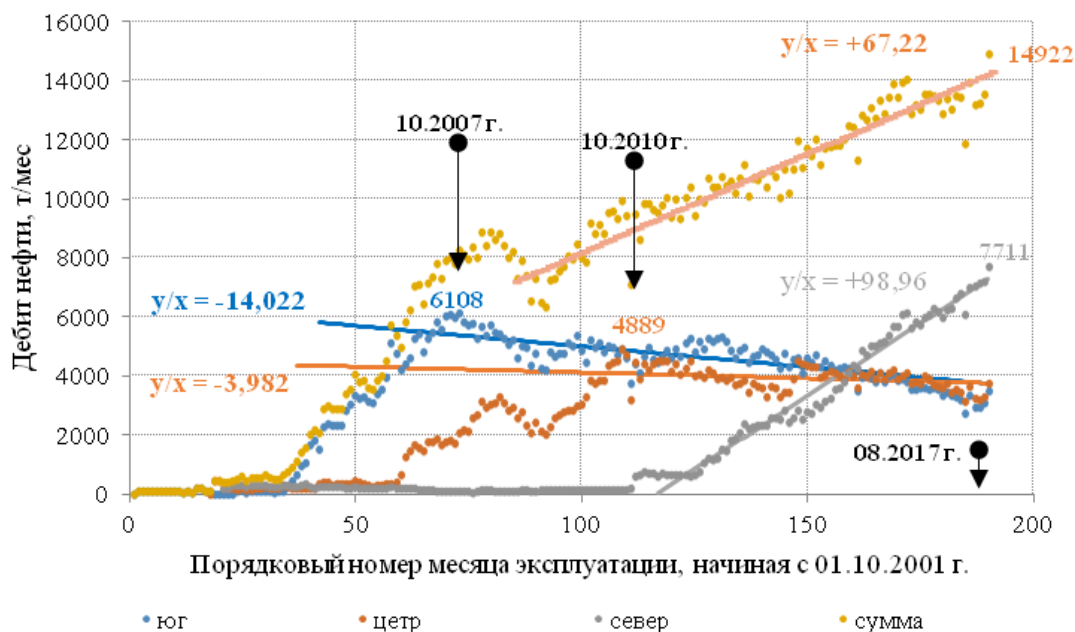


Рисунок 1.10 – Графическая иллюстрация фактических показателей (дебит нефти) разработки Аканского месторождения и их статистическое описание

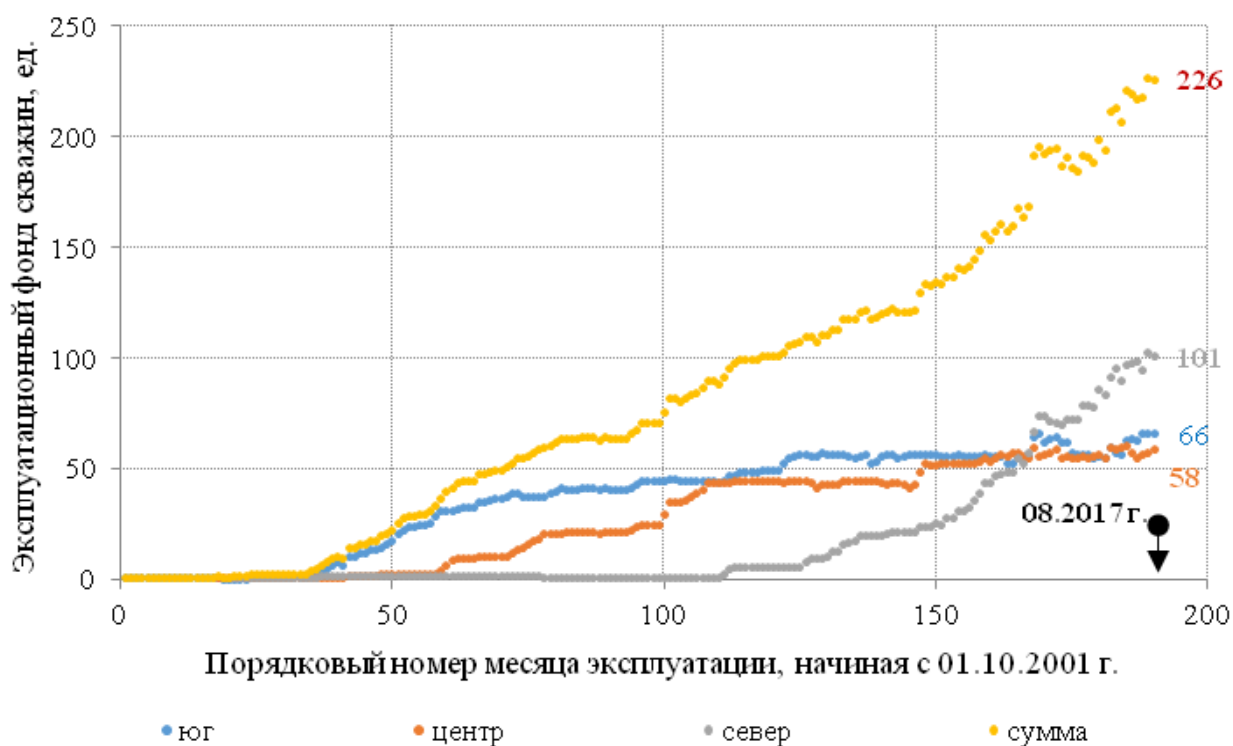


Рисунок 1.11 – Графическая иллюстрация фактических показателей (эксплуатационный фонд скважин) разработки Аканского месторождения и их статистическое описание

Очевидно, что единственным фактором, определяющим устойчивый рост добычи нефти из скважин южной и центральной частей Аканского месторождения,

является только ввод новых скважин в эксплуатацию – максимальная добыча по ним совпадает по времени с моментом практического окончания бурения проектных скважин, и последующая отрицательная динамика добычи нефти существенным образом зависит от действующего эксплуатационного фонда скважин при отсутствии какого-либо значимого влияния от реализуемых в скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Это приводит к выводам о необходимости повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов башкирского яруса. При применении ГТМ необходим учёт сложности структуры порового пространства и свойств флюидов, содержащихся в продуктивном пласте.

Структурная карта и карта нефтенасыщенных толщин с нанесенными диаграммами среднего начального дебита за первые полгода работы представлены на рисунке 1.13.

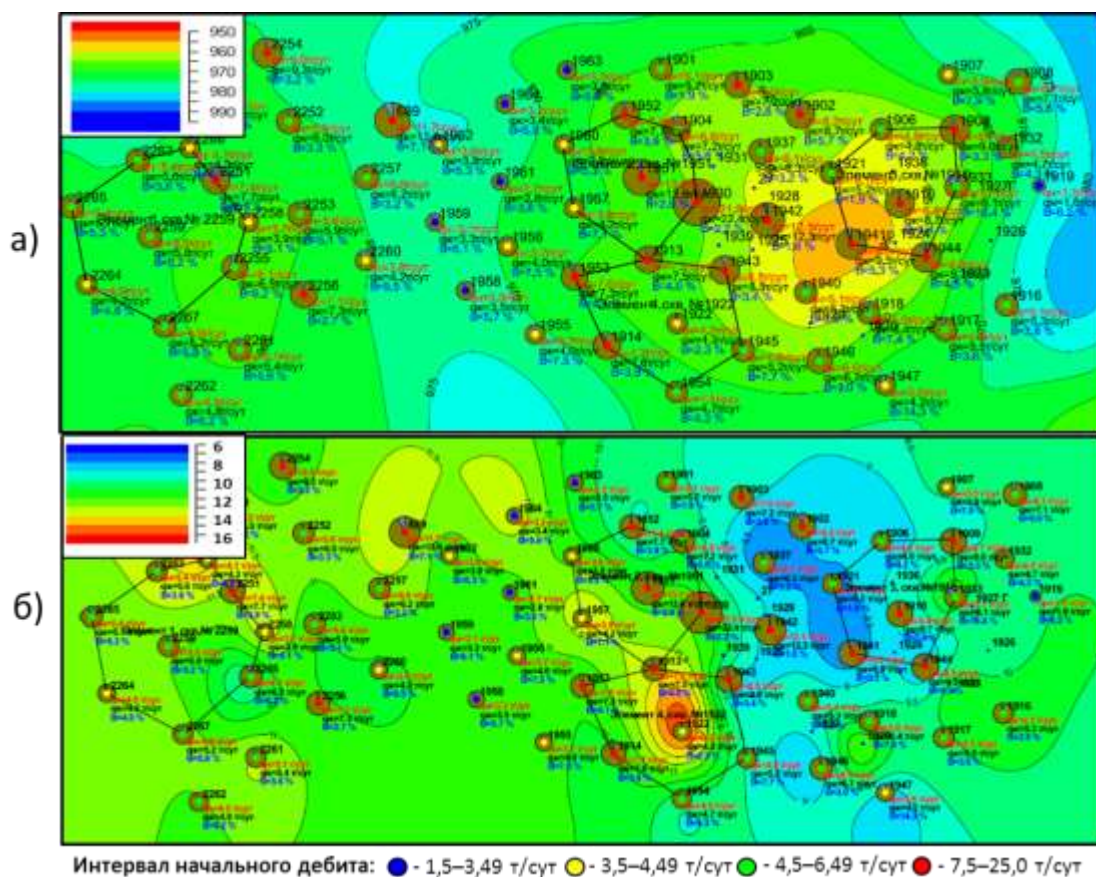


Рисунок 1.12 – Структурная карта по кровле башкирского яруса (а); карта нефтенасыщенных толщин с диаграммами начальных дебитов (б)

При изучении карты нетрудно заметить, что дебиты скважин не

коррелируются ни со структурным планом, ни с распределением нефтенасыщенных толщин. При этом определённая закономерность при распределении всё же наблюдается. Очевидно, она связана с какой-то другой причиной, одной из которых может быть наличие системы трещин.

Исходя из анализа входных дебитов, текущих дебитов нефти, жидкости, накопленных отборов, относительно структурных построений и нефтенасыщенных толщин, можно сформулировать следующий основной вывод: наиболее «успешными» скважинами по данным параметрам являются скважины, расположенные в неоптимальных структурных условиях, что предопределяет отсутствие определяющей связи повышенных эксплуатационных характеристик со структурным фактором.

1.4.3 Анализ эффективности системы поддержания пластового давления

В процессе разработки башкирского яруса Аканского месторождения наблюдается значительное снижение пластового давления. Задача проведения данного исследования была поставлена в ходе работ по совершенствованию системы разработки башкирского объекта и заключалась в оценке зависимости показателей работы скважин при организации закачки от их взаиморасположения с зонами трещинности.

Анализ состояния разработки показывает невысокую эффективность стандартного подхода к системе организации ППД в виде деления на элементы разработки (такие как семиточечная, пятиточечная и др.). Обводнение скважин, расположенных в элементе и за его пределами, говорит о том, что вода распространяется по системам трещин и в первую очередь проявляется в скважинах, расположенных в непосредственной близости от них, вне зависимости от расстояния до нагнетательной скважины.

Технологические показатели разработки участка представлены на рисунке 1.14.

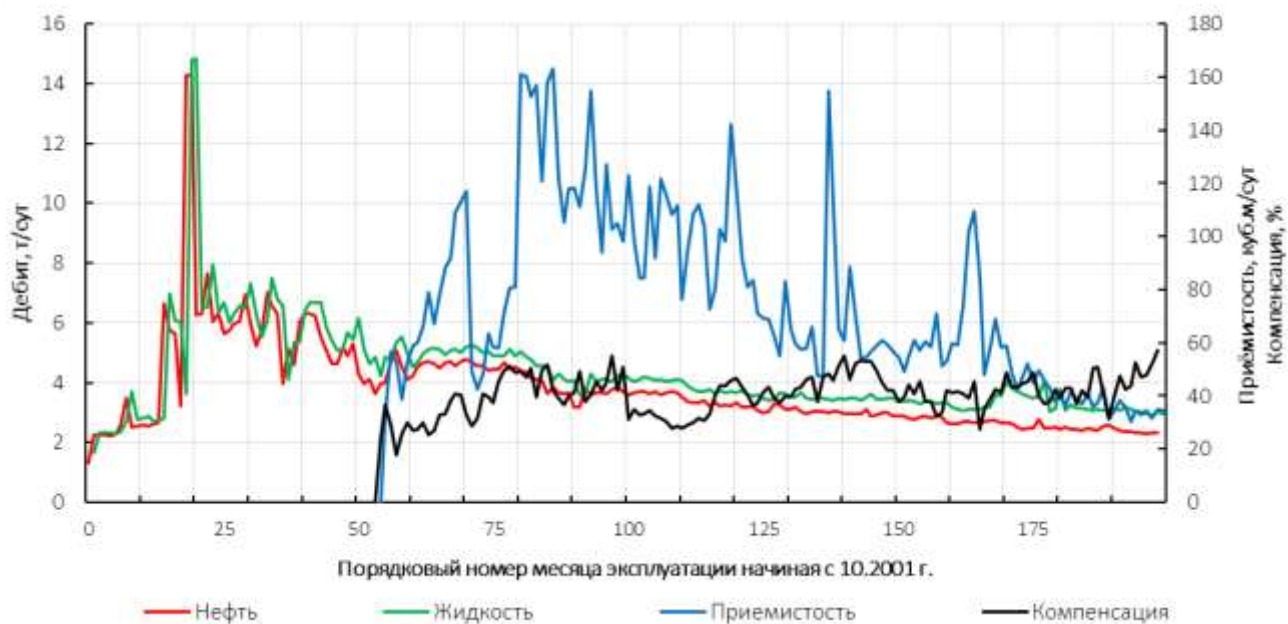


Рисунок 1.13 – Технологические показатели разработки по группе скважин южного участка моделирования

По результатам анализа распределения дебитов можно сделать вывод, что ни величина приемистости, ни увеличение накопленной закачки на величину дебитов добывающих скважин никакого влияния не оказывают (Рисунок 1.14).

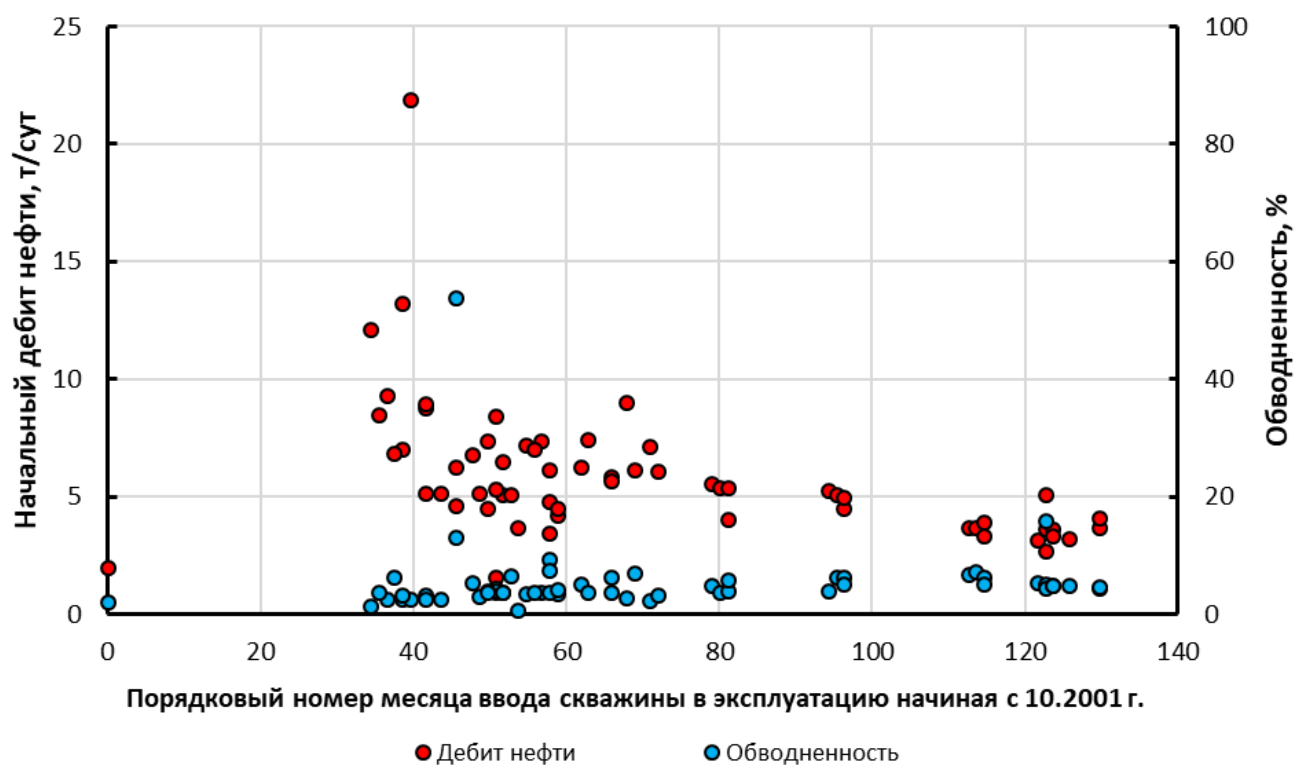


Рисунок 1.14 – График изменения входных дебитов скважин по годам ввода в эксплуатацию по южному участку

Необходимо отметить, что на текущий момент в отдельных скважинах прослеживается тенденция активного увеличения обводненности добываемой продукции закачиваемой водой, при этом наблюдается тренд падения пластового и забойного давлений по скважинам участка.

По результатам проведенного анализа можно сделать вывод о недостаточной эффективности заводнения на башкирском ярусе Аканского месторождения.

В результате проведенного анализа выделены следующие характерные особенности:

- быстрое снижение продуктивности скважин после ввода;
- низкие входные дебиты новых скважин;
- низкие текущие дебиты нефти и жидкости;
- неэффективность стандартного подхода к ППД;
- неэффективность бурения месторождения по стандартной семиточечной схеме с одинаковым шагом сетки;
- практически все скважины дают безводную нефть. Обводненные скважины находятся в районе нагнетательных скважин. Это позволяет сделать вывод о неактивной водоносной части месторождения либо есть разделение водоносных и нефтеносных пластов неколлектором.

1.5 Выводы главе 1

По результатам проведенного анализа структуры запасов, особенностей и проблем нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов башкирского яруса месторождений РТ выявлено, что на сегодняшний день доля остаточных извлекаемых запасов по карбонатным коллекторам по РТ составила более 40 %. Основные остаточные запасы в карбонатных породах сосредоточены в отложениях башкирского и турнейского ярусов. В отличие от турнейского яруса башкирский практически не вовлечен в разработку. Накопленная добыча нефти по башкирским отложениям составляет 10,7 % от НИЗ, залежи башкирских объектов разработки находятся в начальной стадии освоения.

Показано, что низкая эффективность выработки запасов башкирского яруса связана с тем, что при решении задач разработки не в полной мере учитываются геолого-физические особенности системы, в том числе анизотропия расположения трещин, смачиваемости, изменение ФЕС при разработке и др.

Показано, что повышение эффективности разработки возможно при комплексировании результатов исследований физико-литологических неоднородностей и трещинности пород карбонатных комплексов, геофизических исследования скважин (ГИС), ГДИ, 3D сейсмических исследований.

В качестве объекта исследования выбрана залежь башкирского яруса Аканского месторождения как типичная для трещинно-кавернозно-поровых коллекторов, содержащих высоковязкую нефть и расположенных в районе МВ. На ее примере рассмотрены характерные особенности геологического строения и разработки трещинно-кавернозно-поровых карбонатных коллекторов.

В результате проведенного анализа выделены характерные особенности разработки исследуемого объекта. Показано, что повышение эффективности выработки исследуемого объекта возможно также и при более полном учете анизотропии распределения зон разуплотнений, распределения показателя смачиваемости, анализа влияния эффективного давления на изменение пористости и проницаемости коллекторов башкирского яруса.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ И СВОЙСТВ СИСТЕМЫ НА МЕХАНИЗМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ФИЗИЧЕСКОМ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

2.1 Исследование изменения смачиваемости и влияния на эффективность разработки исследуемых коллекторов при физическом и гидродинамическом моделировании

2.1.1 Физическое моделирование на основе кернового материала

В исследованиях, проведенных в рамках составления проектных документов и подсчетов запасов, отмечается, что разработка башкирских отложений на Аканском месторождении осуществляется в условиях гидрофобного типа коллектора [94–96]. В гидрофобных коллекторах процесс вытеснения нефти из пустотного пространства при прочих равных условиях протекает значительно хуже, чем в гидрофильных.

В рамках исследования проведен анализ результатов исследований смачиваемости образцов керна. Исследования выполнены по методу Тульбовича [36]. Результаты определения значений показателя смачиваемости M образцов керна башкирского яруса Аканского месторождения приведены на рисунке 2.1 (синий цвет).

Установлено, что смачиваемость коллекторов башкирского яруса Аканского месторождения изменяется в широком диапазоне значений.

С целью уточнения характера распределения смачиваемости поверхности поровой среды по продуктивному разрезу пласта Аканского месторождения и глубине его залегания спланированы, организованы и проведены целевые лабораторные эксперименты для получения данных о величинах показателя смачиваемости M .

Ранее проведенные исследования выполнялись в рамках поставленных задач, охватывали лишь единичные значения для каждой из скважин, проведены в разные годы, в разных лабораториях, на различных установках. Для достоверного определения закономерности изменения смачиваемости от других параметров

проведен дополнительный лабораторный анализ керна трех скважин со сплошным выносом по продуктивному интервалу. Образцы керна для исследований подбирались с минимально возможным шагом отбора, которые соответствуют критериям «Общих требований к объекту испытания» согласно [1]. Результаты новых исследований представлены на рисунке 2.1. Для чистоты эксперимента при построении зависимости показателя смачиваемости M от глубины использовались только новые результаты исследований [97].

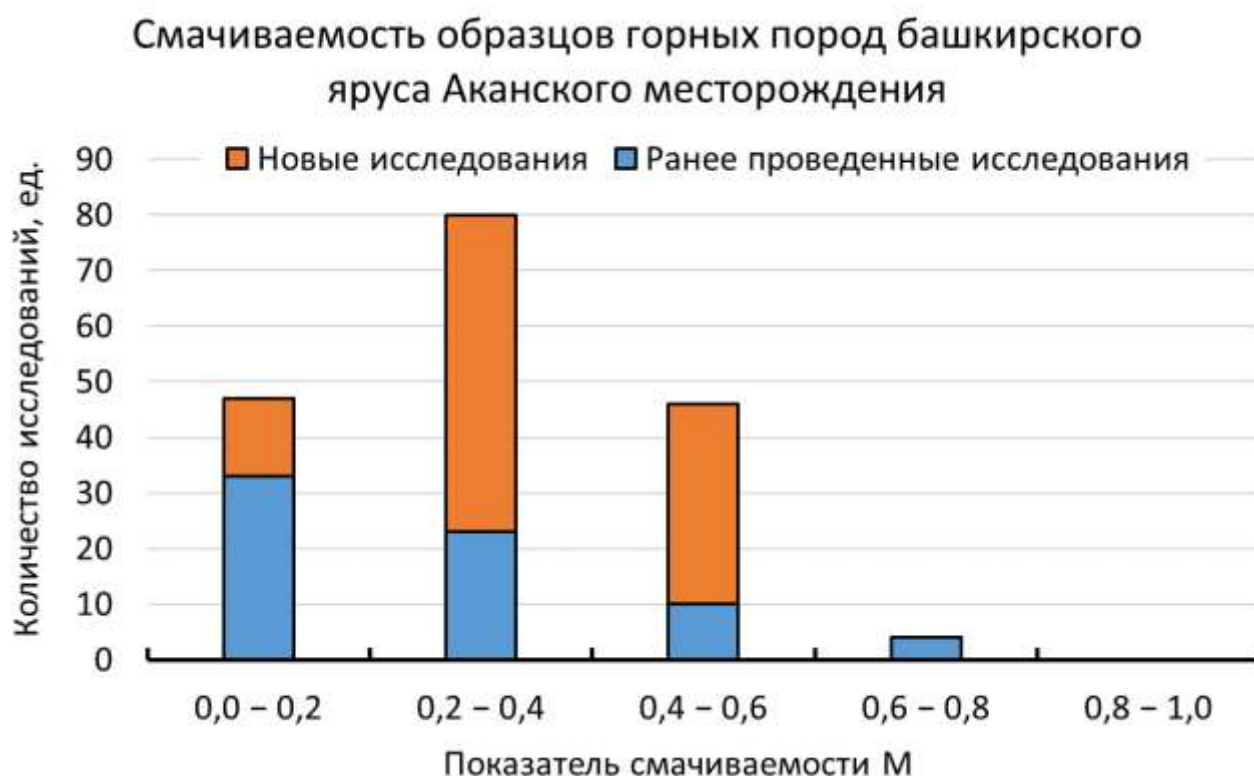


Рисунок 2.1 – Гистограмма распределения показателя смачиваемости M

При осуществлении процедуры отбора фрагментов сплошного керна, пригодных согласно требованиям ОСТ 39-180-85 для специальной подготовки образцов керна для проведения исследований по смачиваемости, обнаружено существенное различие в количестве разломов и трещин и их размеров по длине вынесенного на поверхность сплошного керна, а именно: густота трещин в верхней половине продуктивного пласта оценочно практически в два раза меньше, чем в нижней половине продуктивного пласта. Наглядным свидетельством этого служат отношения углов наклона прямых линий, статистически значимо описывающие

динамику частоты отбора количества образцов керн на один метр продуктивного пласта по глубине его залегания (Рисунок 2.2).

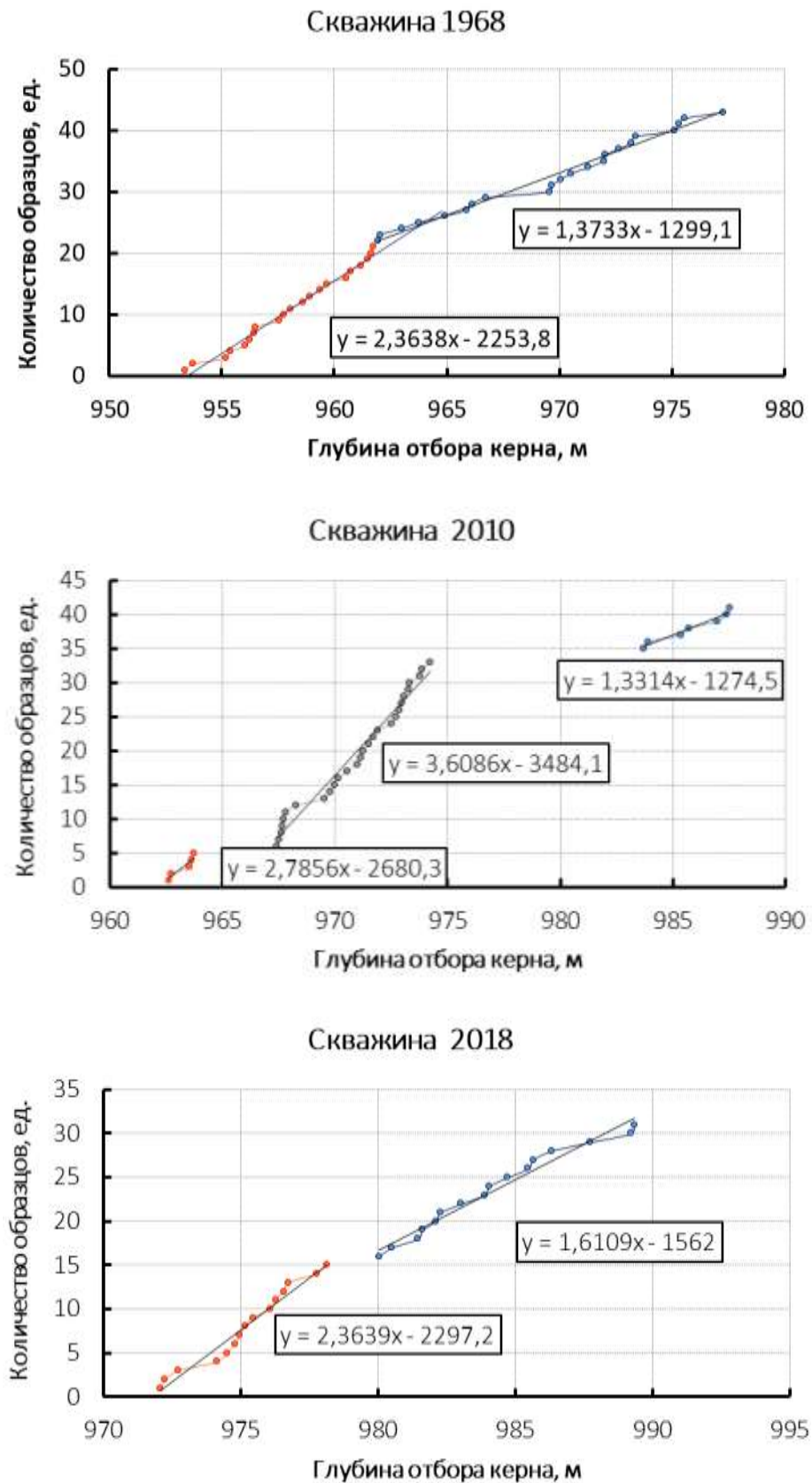


Рисунок 2.2 – Динамика частоты отбора количества образцов керн на один метр продуктивного пласта по глубине его залегания

Графическая иллюстрация результатов лабораторных исследований, их статистическая обработка и описание приведены на рисунках 2.3–2.5.

Для удобства анализа все значения приведены к единице. По оси абсцисс нанесены значения глубины взятия образца, где условно принимается 0 – кровля коллектора, 1 – подошва; по оси ординат нанесены значения лабораторных исследований по определению показателя смачиваемости и его накопленное значение, где 1 – максимальное значение. Для каждой скважины, по результатам проведенных лабораторных исследований, дополнительно построены кривые накопленной суммы величин показателя смачиваемости от приведенной толщины пласта. Известно, что по типу, характеризующему интегральную кривую, можно определить какой вид зависимости имеет ее производная (убывающая, возрастающая, постоянная). Полученные кривые описываются уравнением полинома с показателем степени 2 (уравнением параболы). Во всех случаях зависимости имеют тип «выпуклая вверх», это говорит о том, что зависимость показателя смачиваемости от приведенной толщины пласта имеет монотонно убывающий вид.

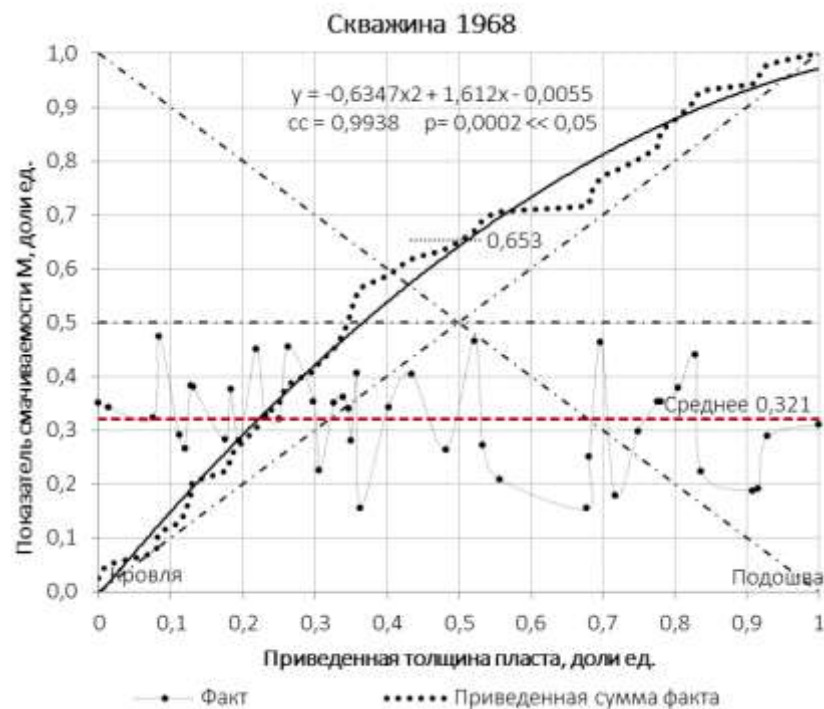


Рисунок 2.3 – Графическая иллюстрация результатов лабораторных исследований, их статистическая обработка и описание по скважине 1968

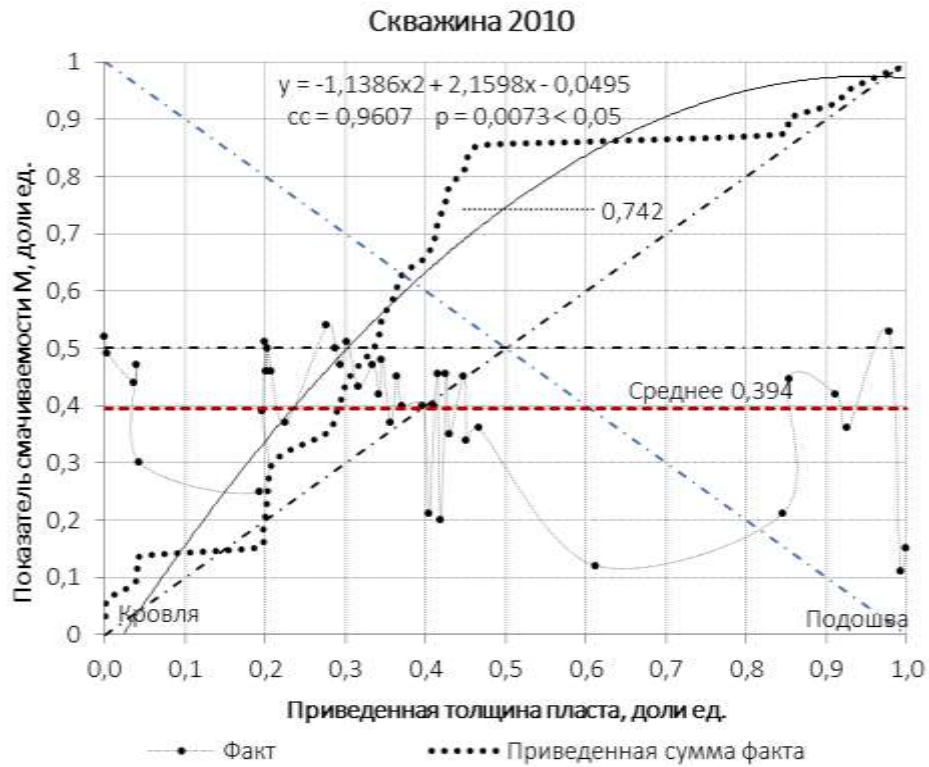


Рисунок 2.4 – Графическая иллюстрация результатов лабораторных исследований, их статистическое описание по скважине 2010

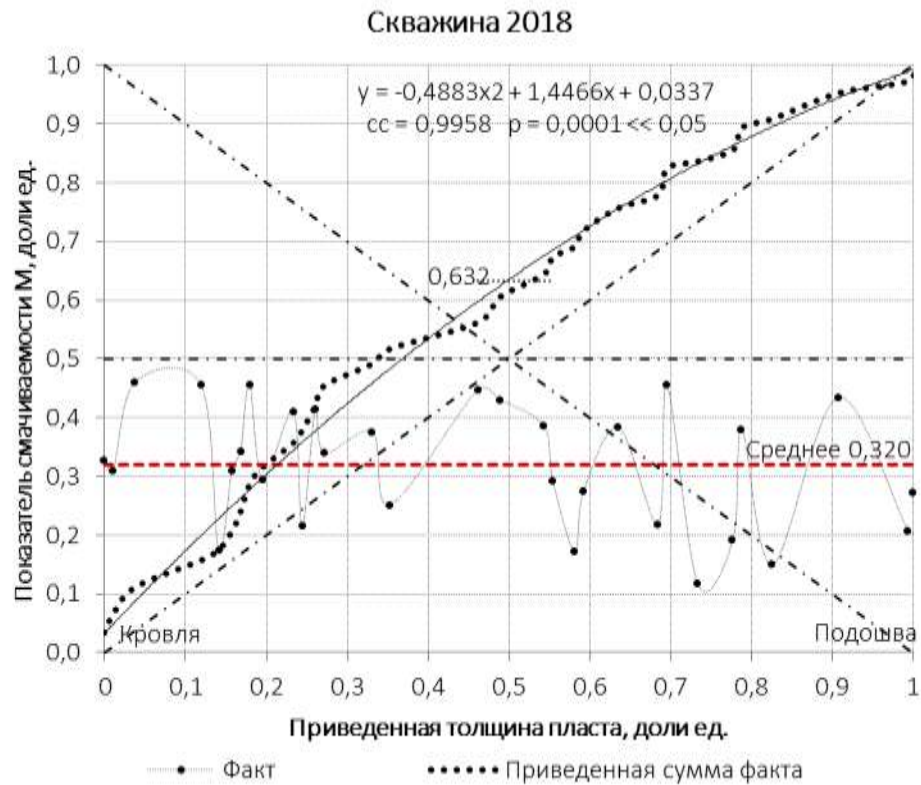


Рисунок 2.5 – Графическая иллюстрация результатов лабораторных исследований, их статистическое описание по скважине 2018

По результатам статистической обработки фактических величин показателя смачиваемости M выявлено, что динамика их распределения от кровли к подошве продуктивного пласта имеет убывающий характер и может быть статистически значимо описана уравнением прямой линии, поскольку кривые накопленной суммы величин этого показателя во всех случаях наиболее хорошо описываются полиномиальной зависимостью с показателем степени 2 (уравнениями параболы) с коэффициентами корреляции свыше 0,98 при уровнях значимости свыше 99 % (рисунки 2.3–2.5).

Графическая иллюстрация распределений фактических величин показателя смачиваемости M от кровли к подошве продуктивного пласта и глубине его залегания представлена на рисунке 2.6, а также их линейные модели, которые имеют не более чем пятипроцентное отличие от соответствующих фактических распределений на рисунке 2.7.

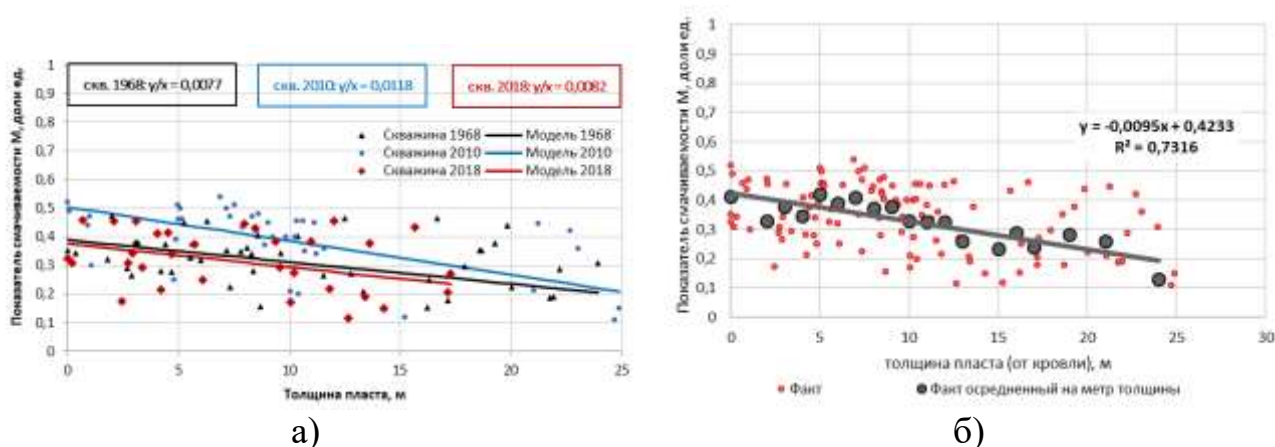


Рисунок 2.6 – Графическая иллюстрация распределений фактических величин показателя смачиваемости M по толщине продуктивного пласта а) по скважинам; б) общая, осредненная на метр толщины пласта

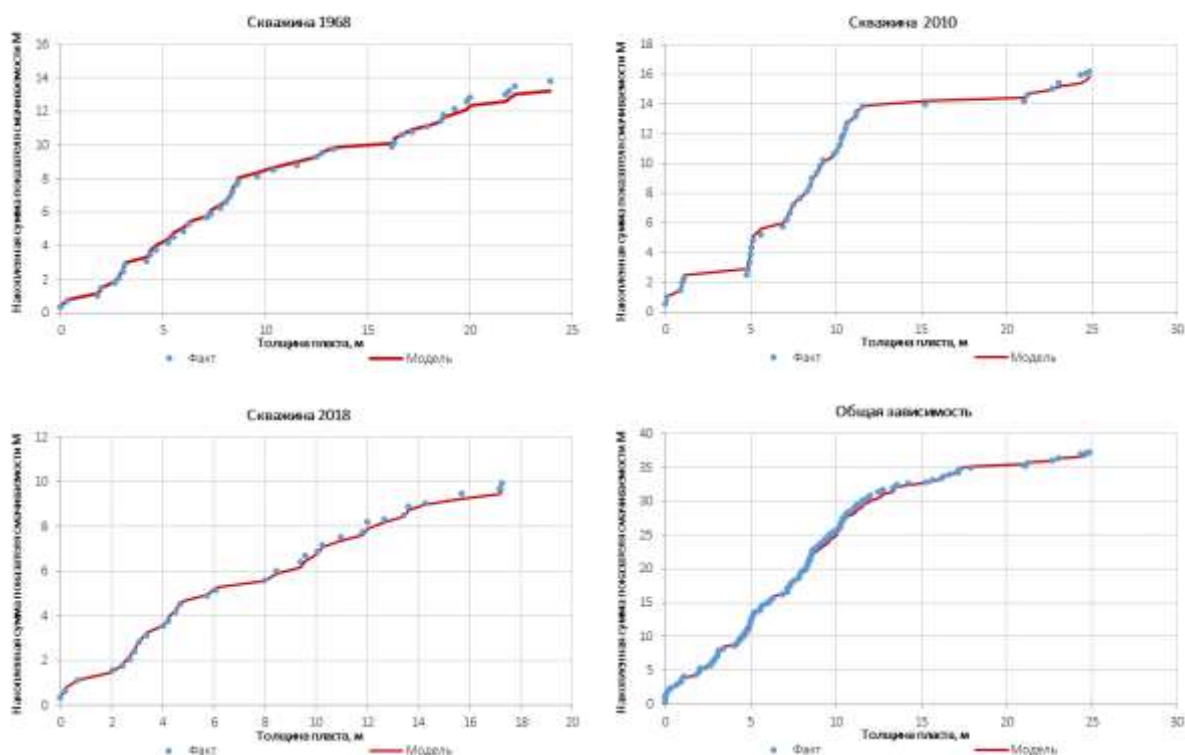


Рисунок 2.7 – Графическая иллюстрация распределений фактических величин показателя смачиваемости М и их линейные модели

Таким образом, выявлено уменьшение доли гидрофильной поверхности от кровли к подошве карбонатного продуктивного пласта башкирского яруса Аканского нефтяного месторождения по линейному закону с темпом от 0,08 % до 1,2 % на один погонный метр толщины пласта в диапазоне ее величин от 52 % до 12 %.

2.1.2 Результаты численных исследований с учетом особенностей смачиваемости

Все большее число специалистов считают, что нефтяные пласты характеризуются не одним типом смачиваемости повсеместно, а смешанным смачиванием, данная точка зрения подтвердилась проведенными исследованиями: смачиваемость изменяется в пределах разреза одной скважины.

Для определения целесообразности учёта изменения показателя смачиваемости по глубине при проектировании систем разработки для условий башкирского яруса Аканского месторождения проведены исследования с

применением гидродинамического моделирования. В качестве инструмента исследований использовался программный комплекс гидродинамического моделирования Tempest More фирмы Roxar.

При построении ГДМ отсутствует возможность ввести параметр смачиваемости напрямую, поэтому для описания характера изменения по глубине для условий башкирского яруса Аканского месторождения построена зависимость на основе керновых исследований «остаточная нефтенасыщенность – показатель смачиваемости M » (Рисунок 2.8). Она использована для построения зависимости «глубина – остаточная нефтенасыщенность» и заложена в модель. Дополнительно производилась модификация относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (сдвиг точки пересечения зависимостей ОФП по воде K_{rw} и по нефти K_{ro} по горизонтали).

Следует отметить, что полученная в работе зависимость остаточной нефтенасыщенности от показателя смачиваемости M согласуется с зависимостью, полученной Доналдсоном и др. (Рисунок 2.9). Показано, что максимальная нефтеотдача характерна для пород с нейтральной смачиваемостью или слабо гидрофильных образцов [98].

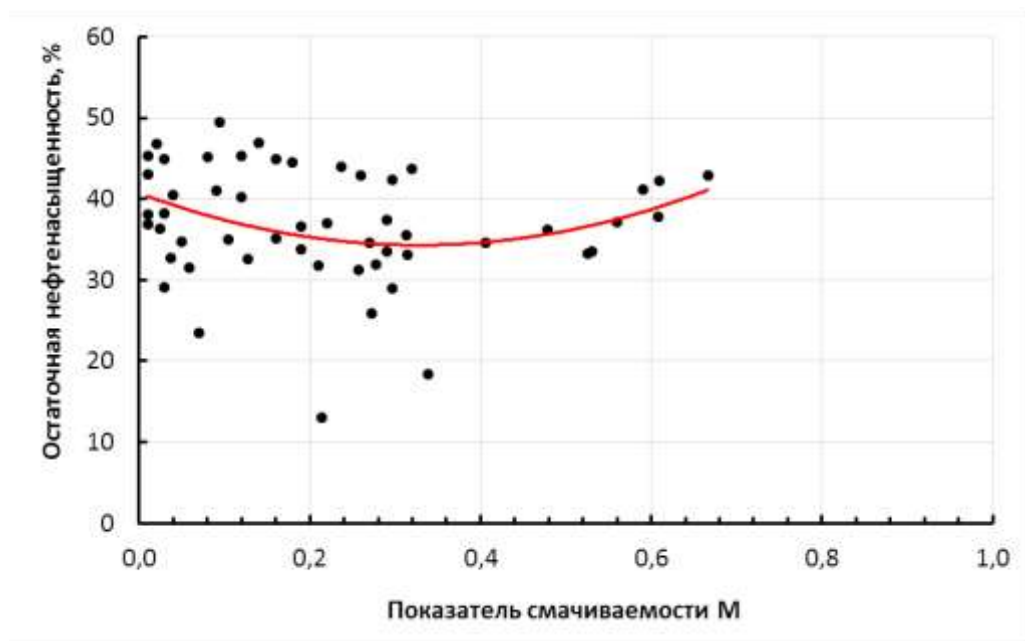


Рисунок 2.8 – Зависимость остаточной нефтенасыщенности от показателя смачиваемости по результатам керновых исследований

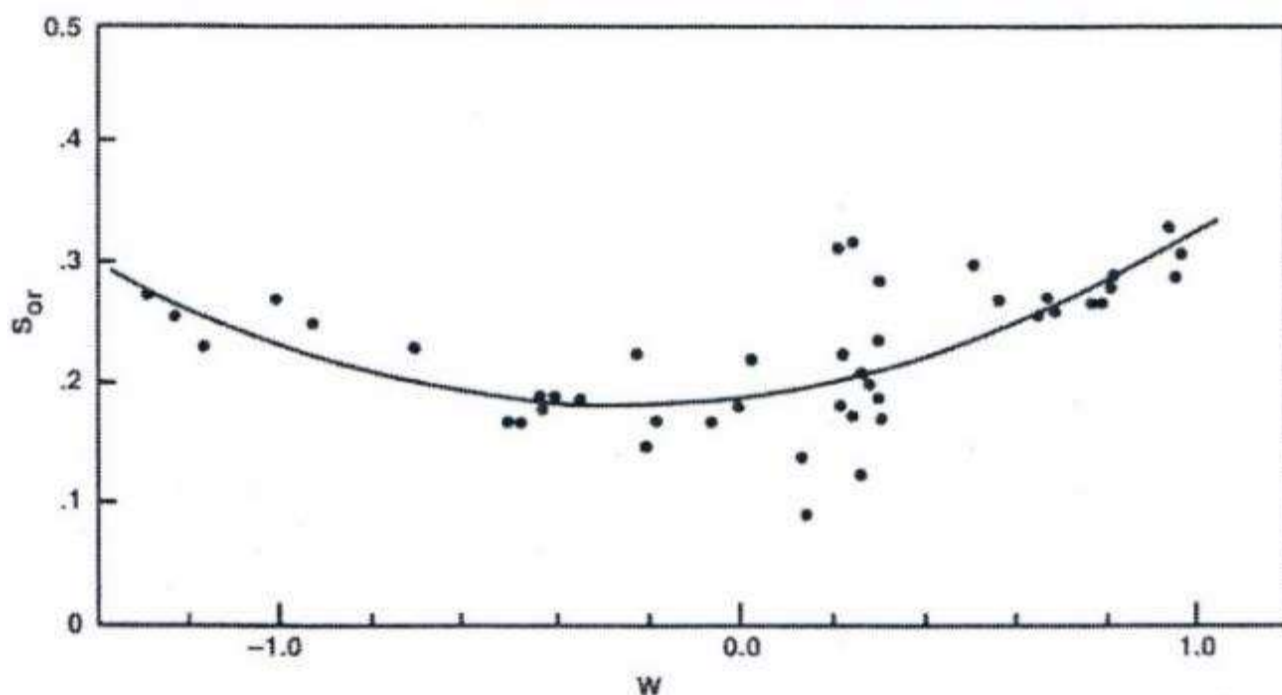


Рисунок 2.9 – Фотокопия зависимости остаточной нефтенасыщенности от показателя смачиваемости, полученная методом Горного бюро США (USBM) (Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика – Теория и практика изучения) [98]

Проведены расчеты по двум вариантам: во-первых, по типовому подходу, а именно с неизменной величиной доли гидрофильной поверхности, и, во-вторых, с учётом заданного темпа уменьшения доли гидрофильной поверхности по глубине залегания продуктивного пласта [97].

При расчете вариантов ограничения на забойные давления добывающих скважин соответствуют давлению насыщения пластовой нефти газом, объемы закачиваемой воды задавались из условия компенсации, равной 100 %. Ограничения по работе добывающих скважин задавались следующие: максимальная обводненность – 98 %, минимальный дебит нефти – 0,5 т/сут.

Распределение воды по пропласткам значительно отличается вследствие различной скорости продвижения воды по пластам с различной смачиваемостью (рисунок 2.10). Фронт вытеснения при учете смачиваемости является неравномерным как по латерали, так и по вертикали, что приводит к более резкому и быстрому прорыву воды в добывающие скважины. Это можно заметить по динамике падения дебитов нефти и динамике обводненности: до прорыва воды в случае учёта изменения смачиваемости поверхности порового пространства

продуктивного пласта наблюдаются более высокие показатели дебита нефти, а после прорыва происходит более резкое обводнение закачиваемой водой (рисунок 2.11).

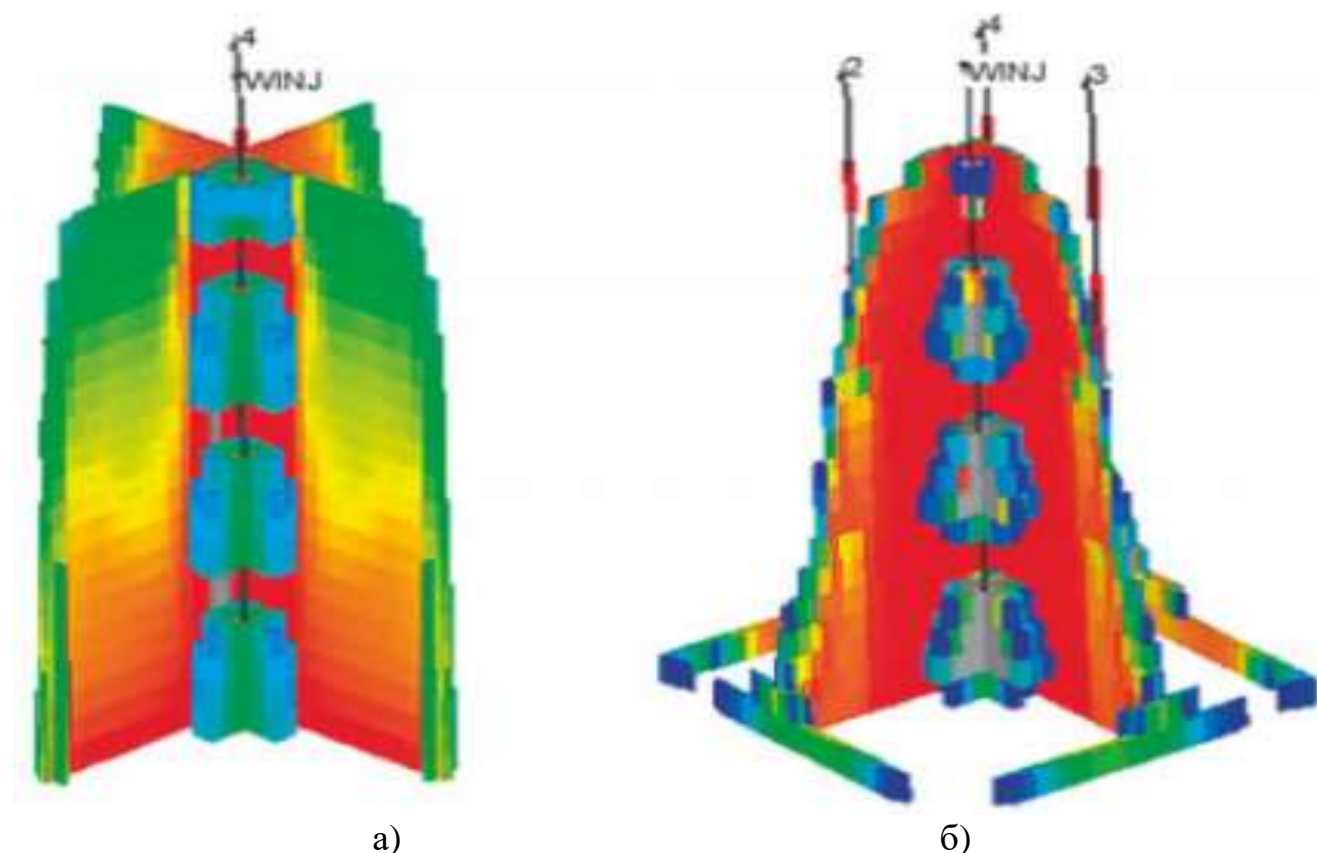


Рисунок 2.10 – Распределение закачиваемой воды без учета (а) и с учетом (б) изменения смачиваемости

Результаты расчётов (рисунок 2.11) показали существенную необходимость учёта изменения смачиваемости поверхности порового пространства продуктивного пласта по глубине его залегания для снижения рисков получения завышенных показателей разработки при прогнозировании, а именно: при учете изменения смачиваемости накопленная добыча нефти, например, за первые шесть лет разработки ниже на 30 %, а водонефтяное отношение выше на 18 % по сравнению с вариантом без учёта изменения смачиваемости.

Таким образом, проведенные исследования показывают важность учёта изменения показателя смачиваемости при проектировании разработки карбонатных коллекторов и формировании режимов заводнения по отдельным нагнетательным скважинам. Для снижения рисков получения завышенных

показателей разработки при прогнозировании и составлении проектно-технической документации на разработку необходимо учитывать анизотропию смачиваемости.

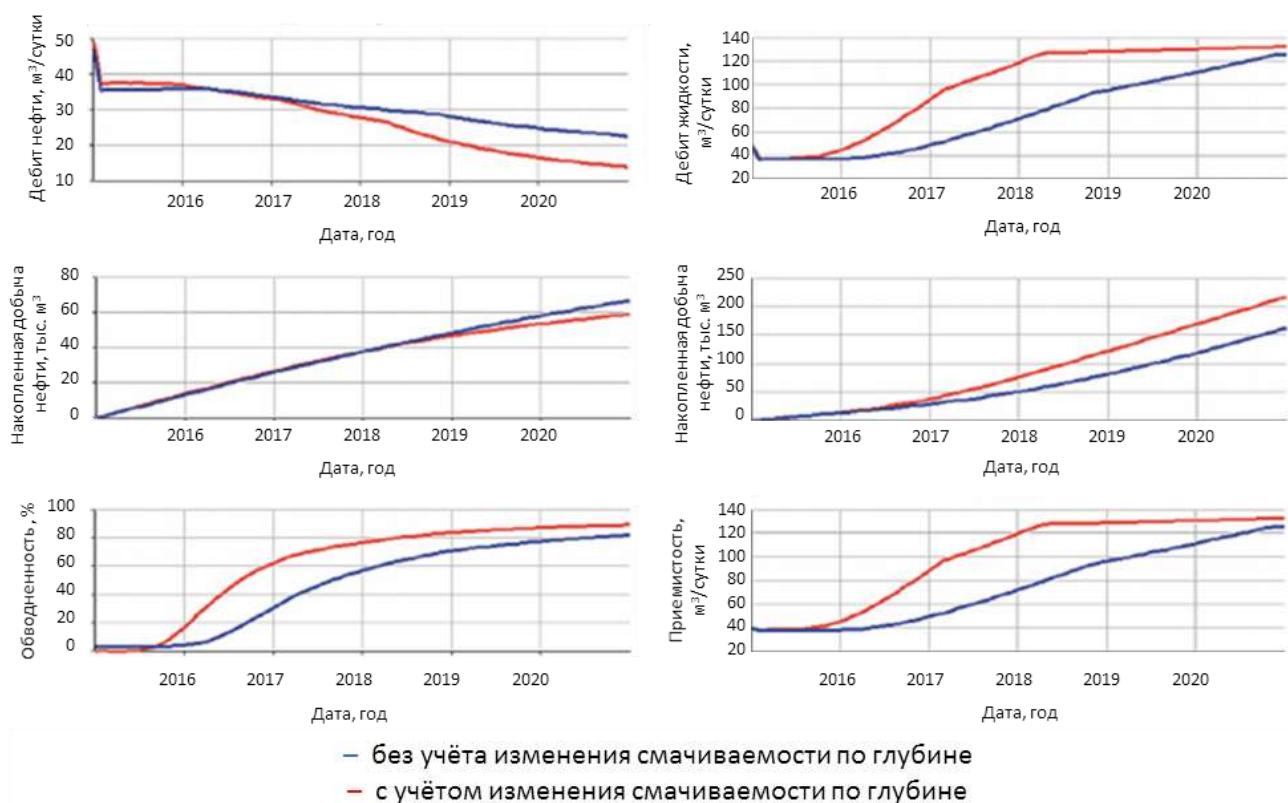


Рисунок 2.11 – Динамика технологических показателей разработки по двум вариантам гидродинамического моделирования

Выявлены количественные закономерности изменения смачиваемости пород башкирского яруса по глубине залегания пласта на основе моделирования на керновом материале. Показано, что смачиваемость линейно изменяется от смешанного типа до преимущественно гидрофобного с увеличением глубины, что в свою очередь значительно влияет на разработку нефтяных месторождений и требует учёта.

2.2 Исследование влияния изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства при физическом и гидродинамическом моделировании

При разработке карбонатных коллекторов необходимо производить оценку степени изменения ФЕС пластов при изменении пластового давления, а также учитывать этот процесс в геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). В современных пакетах гидродинамического моделирования в качестве исходных данных используются таблицы изменения ФЕС в зависимости от давления. При этом при создании таких моделей чаще всего изменение пористости учитывается через линейную функцию, как и коэффициент сжимаемости, а проницаемость коллектора вообще принимается постоянной. Для более достоверного учета в цифровых моделях динамики ФЕС пород необходимы надежные лабораторные измерения на керне.

С этой целью проведены исследования по изменению пористости и проницаемости образцов керна по жидкости во всем диапазоне возможных эффективных давлений $P_{эф}$ для башкирского яруса Аканского месторождения [99].

Эксперименты проведены на установке УИПК-1М. Исследования в рамках данной темы проводились путём варьирования эффективного давления с измерением открытой пористости и абсолютной проницаемости по керосину.

Результаты проведенных экспериментов (рисунок 2.12) показывают однообразное для всех образцов монотонное снижение пористости образца с повышением эффективного давления.

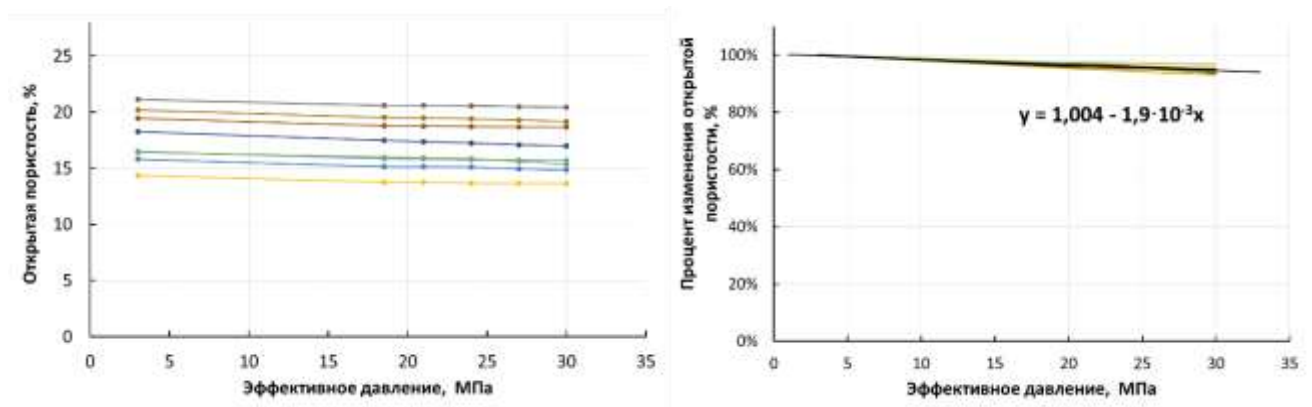


Рисунок 2.12 – Зависимость открытой пористости от эффективного давления для образцов из коллекции

При увеличении эффективного давления с 3,0 до 18,5 МПа среднее значение снижения пористости по всем исследованным образцам составляет 3,65 %. При повышении эффективного давления до максимального значения 30 МПа (горного давления) среднее значение снижения пористости по всем исследованным образцам составляет 5,26 % [99].

Результаты экспериментальных исследований влияния эффективного давления на абсолютную проницаемость по керосину образцов керна из скважины 2010 башкирского яруса Аканского месторождения приведены на рисунке 2.13 [99].

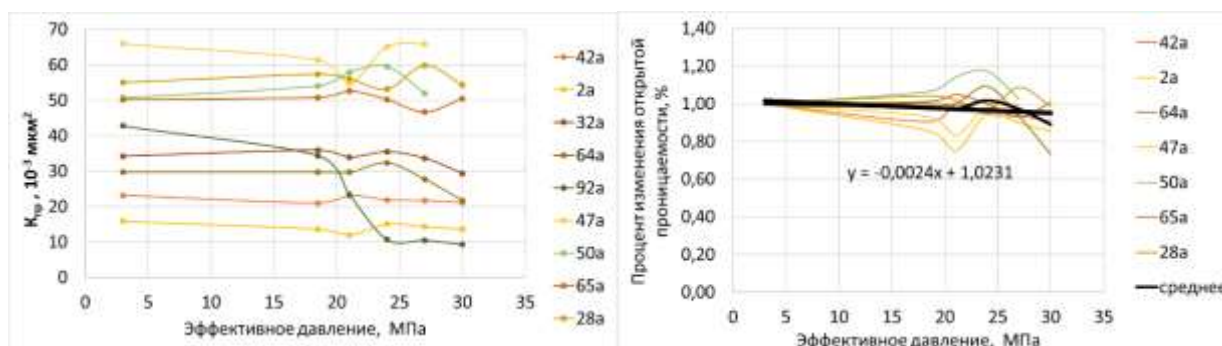


Рисунок 2.13 – Зависимость абсолютной проницаемости по керосину от эффективного давления для образцов

Единой тенденции изменения проницаемости образцов с ростом эффективного давления не выявлено. Необходимо отметить, что, по всей видимости, точка эффективного давления 18,5 МПа (точка начального пластового давления) является своего рода критической для проницаемости. Так, с повышением эффективного давления выше нее (снижением пластового давления ниже начального) начинаются разнонаправленные изменения проницаемости исследованных образцов.

Выявленные зависимости использованы для повышения достоверности гидродинамических расчетов при применении технологий, связанных с существенным изменением эффективного давления.

Необходимо продолжать исследования в данной области, рекомендуется аналогичные эксперименты провести с полноразмерными образцами керна, потому что с увеличением объема пор исследуемого керна увеличивается точность

измерений вытесненной жидкости при увеличении эффективного давления. При экспериментах на полноразмерном керне имеется возможность учета сжимаемости в микротрещинах. Рекомендуется дополнительно проводить комплекс исследований рентгено-томографии на наличие трещин внутри образцов и их влияния на изменение пустотности и проницаемости при падении пластового давления.

2.3 Исследование расположения зон разуплотнений при физическом моделировании и промысловых исследованиях

2.3.1 Уточнение и подтверждение представления о распространении зон разуплотнений с использованием 3D сейсмических исследований

Проведение стандартной корреляции продуктивных пластов между скважинами отложений башкирского яруса часто не удается из-за отсутствия геофизических реперов. По-видимому, следует отойти от привычных приёмов, применяемых при расчленении разреза, и попытаться выделять различные структурно-генетические типы известняков по способности к кавернованию, различная интенсивность которого создаёт впечатление невыдержанных по латерали, различающихся по мощности пластов-коллекторов, которые некоторые исследователи принимают за пласты разного генезиса и пытаются их коррелировать.

Трудности корреляции зачастую объясняют наличием многочисленных перерывов в осадконакоплении. Из этих предпосылок создаётся представление о том, что коллекторские свойства пород варьируют в зависимости от приуроченности залежей башкирских отложений к той или иной тектонической зоне или наличию размыва без выхода на дневную поверхность. Вероятно, эти свойства закономерно меняются в зависимости от расстояния до зоны вертикальной трещинности и наличия способных к кавернованию карбонатных пород.

Для того чтобы известняки подверглись выщелачиванию, необходимо наличие кислого раствора, который может наиболее интенсивно поступить лишь

по трещинам. Поэтому в наибольшей степени выщелачиваются известняки, располагающиеся в непосредственной близости от трещин. С удалением от трещин интенсивность выщелачивания падает, и, соответственно, падают как объёмы кавернованных известняков, так и пористость.

Трещинность возможно зафиксировать множеством способов: зарисовок и фотографирования, картирования и моделирования, геофизическими и лабораторными методами, анализами керна, ГДИС, при интерпретации данных сейсмике 3D. Различие методов подразумевает и разномасштабность выделяемой системы трещин [100].

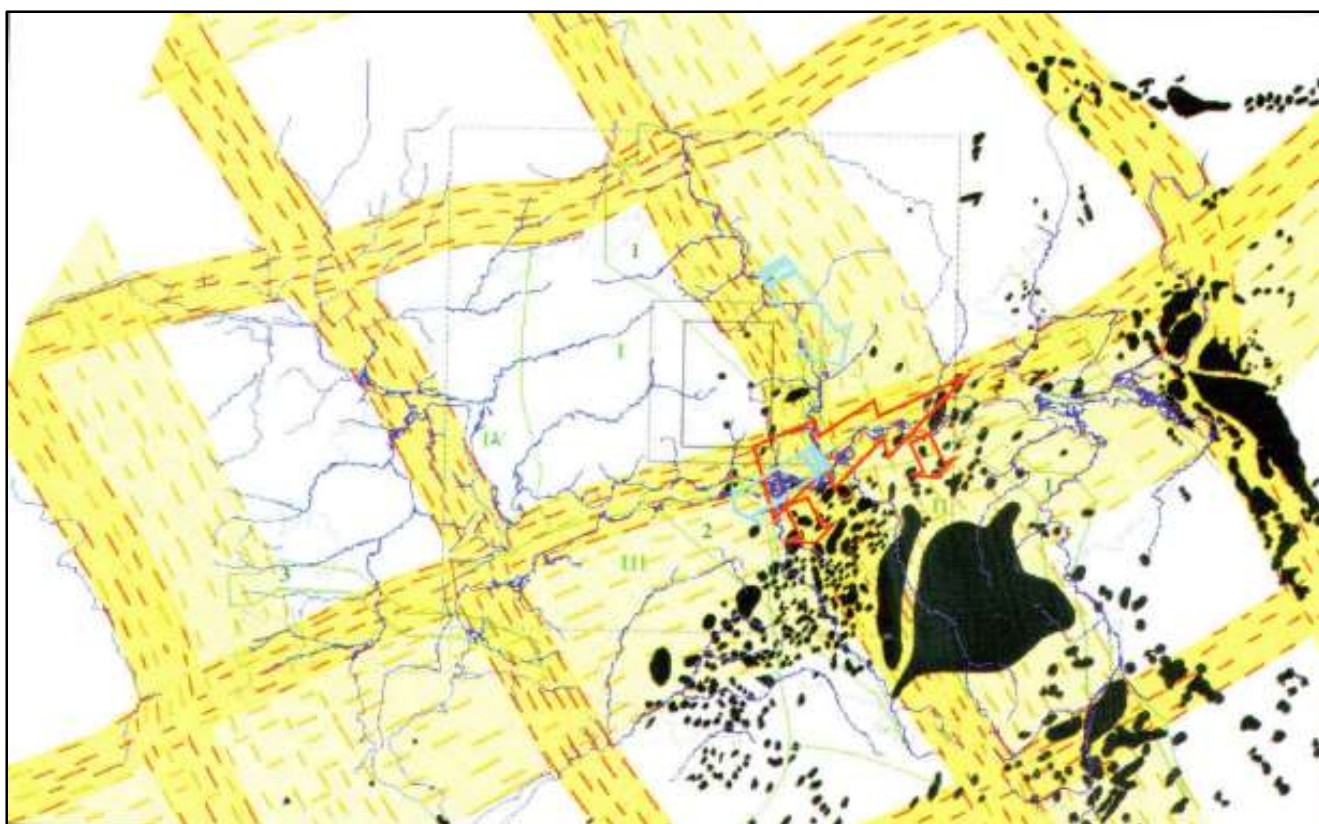


Рисунок 2.14 – Карта распределения ГАЗН в системно-геодинамической методике интерпретации космодешифрирования в сопоставлении с распределением месторождений нефти (в тексте нет ссылки на этот рисунок!!!)

В северной, неразбуренной, части месторождения были проведены сейсморазведочные работы в модификации 3D, по результатам которых определено пространственное положение зон распространения трещинности. На рисунке 2.15 представлен куб атрибута ant-tracking в интервале продуктивных

башкирских отложений. На основе атрибутного анализа временного сейсмического куба выделены зоны концентраций трещин разного типа.

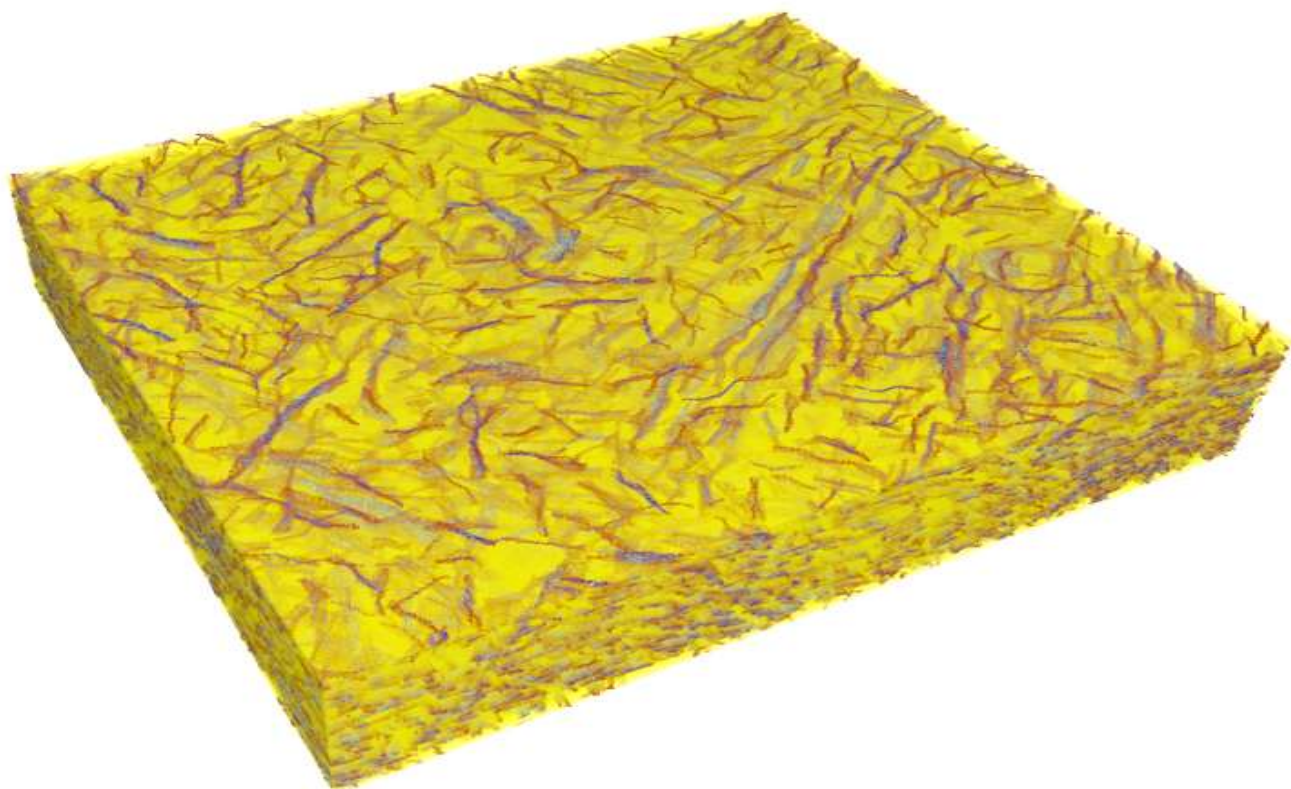


Рисунок 2.15 – Куб сейсмического атрибута Ant-tracking

2.3.2 Сопоставление результатов интерпретации кривых восстановления давления по скважинам, расположенным на территории исследования 3D сейсмикой с результатами атрибутного анализа

С целью анализа на корректность результатов интерпретации 3D сейсмических исследований проведено сопоставление с результатами интерпретации ГДИС (исполнитель – институт «ТатНИПИнефть»).

Исследование кривых восстановления давления (КВД) проведено после свабиrowания. Изменение уровня по окончании свабиrowания происходило по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и затрубному пространству. Приток перед остановкой определен по начальным точкам КВД.

По результатам интерпретации института «ТатНИПИнефть» полученную кривую лучше всего описывает модель с трещиной, проходящей через скважину (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Результаты интерпретации КВД скважины 2036 от 12.11.2010

Наименование параметра	Значение
Приток по окончании свабирования, м ³ /сут	11
Забойное давление на кровле 1269,4 м, МПа	5,44
Пластовое давление на кровле 1269,4 м, МПа	8,61
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут МПа)	3,47
Гидропроводность, мкм ² ·м/Па·с	16,8
Коэффициент проницаемости, мкм ²	0,922
Скин-эффект	-4,62
Длина трещины, проходящей через скважину, м	18,6

На рисунке 2.16 приведен разрез по скважине (атрибут «ant-tracking»), на которой проведены исследования КВД.

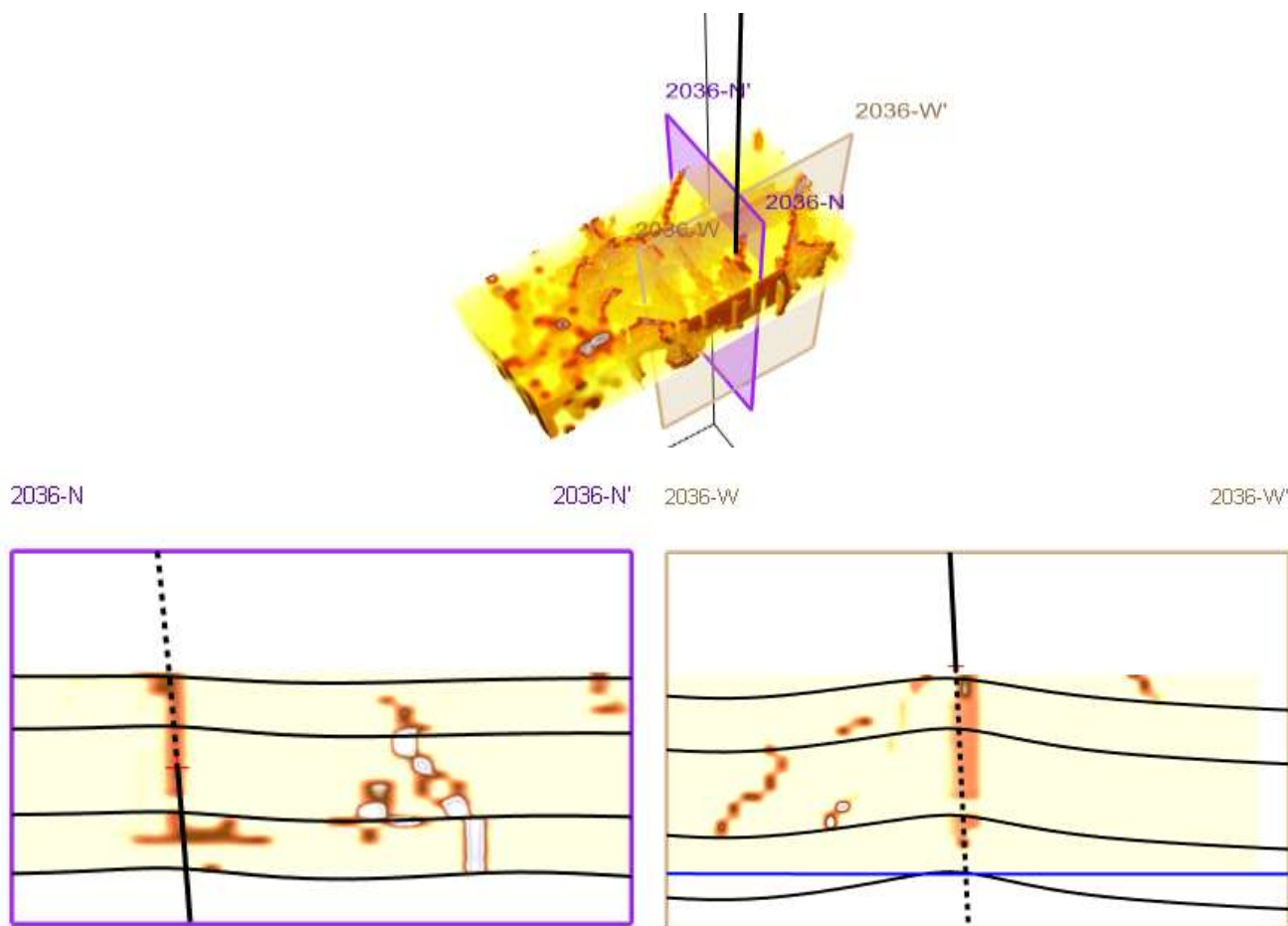


Рисунок 2.16 – Разрез по скважине 2036 (атрибут «ant-tracking»)

Сопоставление результатов интерпретации КВД и пересечение скважиной зон разуплотнений, выделенных по результатам проведенных сейсмических исследований, показали абсолютную сходимость. Скважина пересекает трещину как по результатам интерпретации 3D сейсмических исследований, так и по результатам интерпретации КВД.

2.3.3 Подтверждение расположения зон разуплотнения бурением горизонтальных скважин с отбором керна

С целью уточнения структуры порового пространства продуктивного пласта северного участка Аканского месторождения с зонами разуплотнений, пространственное положение которых определено сейсморазведочными работами в 3D модификации, спланирован, организован и проведен промысловый эксперимент для получения данных о геометрических характеристиках трещин и каверн в выявленных зонах разуплотнений. Для этого построена скважина, горизонтальный ствол которой спрофилирован и пробурен для максимально возможного охвата проходкой долотом выявленных зон разуплотнений с обеспечением выноса керна из них (рисунки 2.17, 2.18).

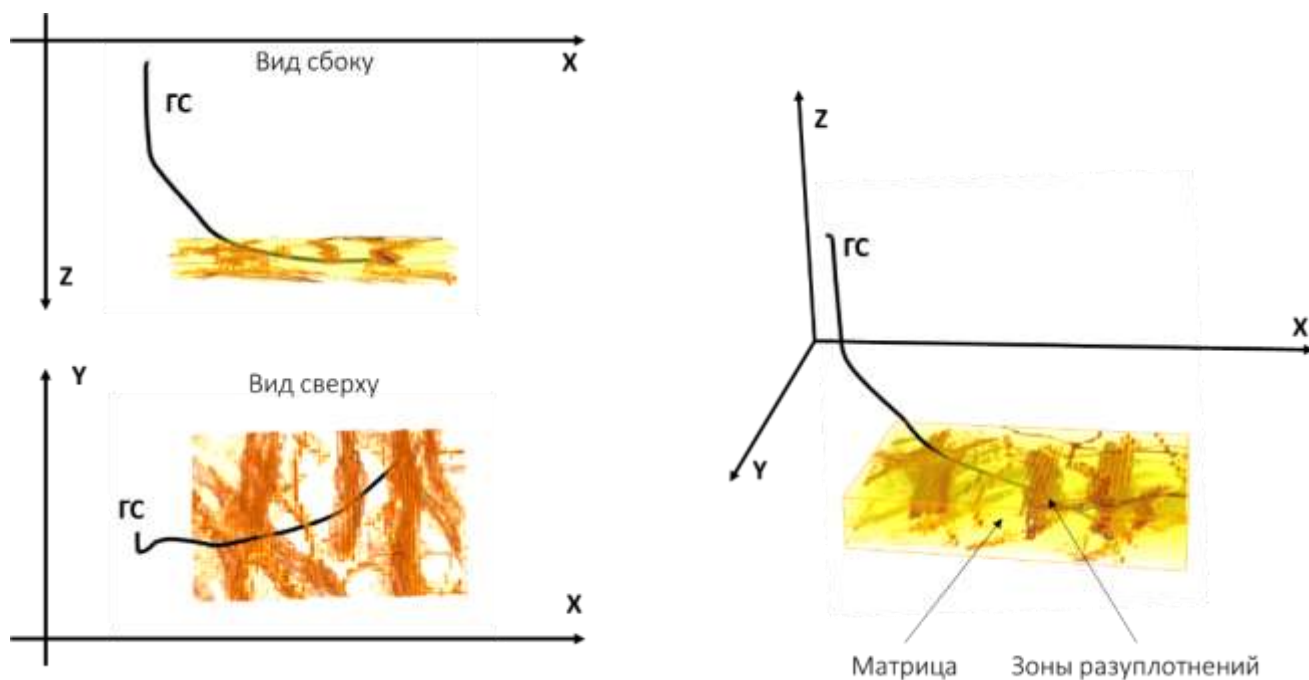


Рисунок 2.17 – Профиль горизонтальной скважины в проекциях относительно зон разуплотнений и матрицы

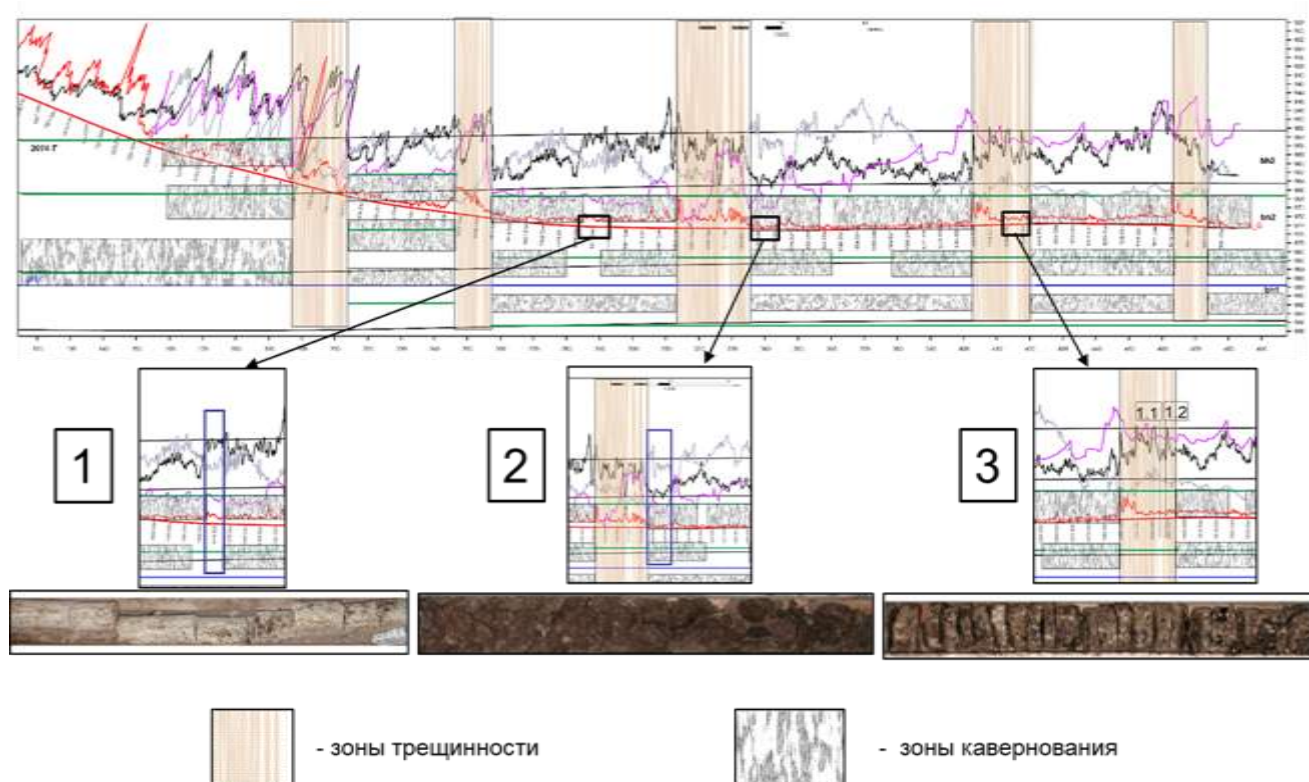


Рисунок 2.18 – Траектория ГС относительно зон разуплотнений с фотографиями керна

Фотографии зон кавернования, выявленных на керне, представлены на рисунке 2.19, зон трещинности – на рисунке 2.20, залеченных зон трещинности и трещин – на рисунке 2.21.



Рисунок 2.19 – Зоны кавернования в керне башкирского яруса, вскрытого ГС



Рисунок 2.20 – Зоны трещинности в керне башкирского яруса, вскрытого ГС



Рисунок 2.21 – Залеченные зоны трещинности и трещины в керне башкирского яруса, вскрытого ГС



Рисунок 2.22 – Образцы уплотненной карбонатной породы в керне башкирского яруса, вскрытого ГС

По результатам анализа проведенного комплекса ГИС и отобранного кернового материала по пробуренной скважине 2074 было проанализировано соответствие фактических зон трещинности и кавернования прогнозным, выделенным на основе сейсморазведочных работ в 3D модификации.

Для проведения промыслового эксперимента при заложении ГС был подобран регион таким образом, чтобы по данным результатов сейсморазведочных работ скважина пересекала 4–5 интервалов трещинности, вблизи которых предполагалось закономерное распространение зон кавернования (рисунок 2.17).

По результатам бурения ГС 2074 были выявлены определенные закономерности поведения кривых ГИС на отдельных интервалах, в связи с чем сделаны предположения о пересечении скважиной в данных интервалах зон разуплотнений. Для подтверждения данной гипотезы были проанализированы кривые ГИС и кернового материала на предмет соответствия с данными 3D сейсморазведочных работ (рисунок 2.18).

По результатам проведенного анализа отмечается подтверждение предполагаемых зон трещинности – наблюдается соответствие определенных по данным сейсморазведочных работ в 3D модификации с трещинами, зонами разуплотнений и уплотненными частями по керновому материалу. Это также согласуется с поведением кривых ГИС (рисунок 2.18).

В качестве примеров рассмотрим три варианта характерных участков.

В интервале 1 горизонтального ствола по результатам ГИС выделяются зоны трещинности. Об этом свидетельствует наличие градиентных отрицательных экстремумов небольшой протяжённости на каротажных кривых нейтронного гамма-каротажа (НГК).

При этом на участке 1.1 ствола скважины показания ГК, ПС характеризуются градиентными положительными, КС – отрицательными экстремумами – данный участок является трещиной, залеченной глинистым материалом (рисунок 2.21).

На участке 1.2, который также характеризуется градиентным отрицательным экстремумом на каротажной кривой НГК, на кривых ГК и ПС наблюдаются отрицательные экстремумы, положительные – на кривой КС. Данное поведение кривых ГИС является признаком открытой трещины, насыщенной нефтью (рисунок 2.20).

При рассмотрении кернового материала, соответствующего данным интервалам, наблюдается чередование открытых и закрытых трещин, заполненных как нефтью, так и глинистым материалом (рисунки 2.20, 2.21).

Интервал 2 характеризуется низкими значениями на кривой НГК, ГК, ПС и повышенным сопротивлением на кривой КС. Сочетание данного поведения кривых ГИС является признаком разуплотненной и нефтенасыщенной части, которая является зоной кавернования, наблюдаемой также по керновому материалу, отобранному по данному интервалу (рисунок 2.19).

Интервал 3 является уплотненным карбонатным коллектором, признаком чего является поведение кривых ГИС – повышенные значения кривой НГК, положительные отклонения кривой ПС, ГК. Отрицательное отклонение кривой КС свидетельствует о низком сопротивлении, что является признаком отсутствия нефтенасыщенности в данном интервале. Данный характер сочетания поведения кривых ГИС, свидетельствующий об уплотненном карбонатном коллекторе с отсутствием нефтенасыщенности, подтверждается керновым материалом, отобранным на этом интервале (рисунок 2.22).

Таким образом, показано, что выделенные по результатам 3D сейсмических исследований зоны разуплотнений по глубине и простираению полностью

согласовываются с интервалами отбора кернового материала, степень разрушенности которых при визуальном осмотре существенным образом отличается от кернового материала, отобранного вне зон разуплотнений.

Кроме того, осуществлено согласование данных, полученных при исследованиях открытого горизонтального ствола скважины геофизическими приборами с построением кривых НГК, ГК, ПС и КС и образцов керна [101].

При этом выявлено, что наличие открытых и закрытых трещин на выбранном интервале скважины определяют синхронные экстремумы ГК, ПС и КС. При этом если синхронные отклонения ГК и ПС направлены в сторону минимальных значений, а КС – в любую сторону экстремума, это открытые трещины, проводящие жидкость, а если синхронные отклонения ГК и ПС направлены в сторону максимальных значений, КС – в сторону минимальных значений, это закрытые трещины, не проводящие жидкость.

Таким образом, при изучении и разработке карбонатных коллекторов месторождений башкирского яруса необходимо выявление основных трендов и систем развития трещин на основе 3D сейсмических исследований с уточнением их потенциальной проводимости целевыми геофизическими исследованиями и их специальной интерпретацией.

2.4 Выводы к главе 2

Получена эмпирическая зависимость изменения смачиваемости пород башкирского яруса по глубине залегания пласта на основе моделирования на керновом материале. Показано, что смачиваемость линейно изменяется от смешанного типа до преимущественно гидрофобного с увеличением глубины. С использованием гидродинамического моделирования показано, что для снижения рисков получения завышенных показателей разработки при прогнозировании и составлении проектно-технической документации на разработку необходимо учитывать анизотропию смачиваемости.

Выявлены зависимости влияния эффективного давления на изменение пористости и проницаемости коллекторов башкирского яруса на основе

моделирования на керновом материале, которые использованы для повышения достоверности гидродинамических расчетов при применении технологий, связанных с существенным изменением эффективного давления.

Рекомендовано продолжать исследования в данной области на основе полноразмерных образцов керна, поскольку с увеличением объема пор исследуемого керна увеличивается точность измерений вытесненной жидкости при увеличении эффективного давления. При экспериментах на полноразмерном керне имеется возможность учета сжимаемости в микротрещинах. Рекомендуется дополнительно проводить комплекс исследований, направленных на фиксацию наличия трещин внутри образцов и их влияния на изменение пустотности и проницаемости при падении пластового давления.

Подтверждено предполагаемое расположение зон разуплотнений, полученное при интерпретации результатов 3D сейсмических исследований, на основе сопоставления с результатами интерпретации ГДИС и по результатам бурения ГС с выносом керна по продуктивному горизонту.

Таким образом, результаты исследования анизотропии геолого-физических свойств должны учитываться при совершенствовании технологии ППД и разработке на естественных режимах.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННОГО СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ НА ОСНОВЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Разработка способа повышения достоверности гидродинамических расчетов показателей разработки исследуемых карбонатных коллекторов

Выявленные во второй главе закономерности необходимо учитывать при гидродинамическом моделировании, а современные программные продукты позволяют это делать. Адаптация зависимостей на каждой конкретной площади позволяет совершенствовать существующие и предлагать новые подходы к организации систем разработки.

В идеальном случае модели коллекторов должны включать всё, что известно о геологии, свойствах горных пород и флюидов, а также историю добычи. Разломы и трещины требуют особой обработки, поскольку они представляют собой разрывы в горных породах. Разломы и трещины могут влиять на режимы потока флюидов, действуя как преимущественные каналы для потока, будучи открытыми, или как препятствия для потока, будучи запечатанными.

Трещинно-поровая среда представляет собой совокупность пористых блоков, отделенных один от другого развитой системой трещин, поэтому в случае карбонатных коллекторов необходимо моделирование двух сред.

Обычно при моделировании двойной пустотности (трещины и поровые блоки) каждая среда характеризуется своей проницаемостью и пористостью.

В модели двойной пустотности присутствует обмен флюидами между блоками матрицы и трещинами. Среда, моделирующая трещины, обычно характеризуется более высокой проницаемостью, но обладает малой емкостью. Матрица, как правило, имеет более высокую пористость и низкую проницаемость.

По типу пустотности модели бывают двух типов: модель двойной проницаемости и модель двойной пористости. Двойная пористость моделируется в случае, если течение в трещинах является важным и время установления равновесия велико, однако сообщаемость внутри матрицы минимальна. Модель

двойной проницаемости имеет смысл, только если имеются перетоки внутри матрицы. Если объём трещин небольшой и трещины не заполнены, то, вероятно, что поры матриц соединены и нужно рассматривать систему в рамках модели двойной проницаемости.

Башкирский объект Аканского месторождения характеризуется порово-кавернозно-трещинным типом коллектора, вследствие чего наиболее корректно использование модели «двойной проницаемости». Сущность модели двойной среды заключается в том, что при этом количество слоев сетки модели удваивается: первая половина слоев представляет параметры матрицы, вторая половина – параметры трещин.

По типу распределения трещинности по модели возможны следующие пути гидродинамического моделирования карбонатного коллектора:

- моделирование сгущения трещин при неопределённой или принятой интервальной плотности трещин путем выделения специальных сеточных блоков. Такой подход должен быть использован при решении исследовательских задач;
- стандартный подход при гидродинамическом моделировании предполагает построение осредненной по поровому пространству модели трещинно-поровых коллекторов. Кубы параметров трещинной части моделируются без учета распространения трещинности, изотропными по всему разрезу.

Во втором подходе в большинстве случаев при моделировании упрощают представление о трещинности до минимума, а значения параметров в трещинной системе задают константными, начиная с представления куба распределения коллектора/неколлектора (трещина/нетрещина), равным единице повсеместно.

К сожалению, в русскоязычной литературе, посвященной исследованиям процессов фильтрации, практически не встречается информации о первом подходе, хотя в силу развития технологий мы имеем возможность учета местоположения трещин с учетом их анизотропии расположения. Более корректно использование первого подхода ввиду того, что у нас нет повсеместного распределения трещинности по залежи, а есть различные типы трещинности, в различных

направлениях. Также необходимо учитывать плотные коллекторы, не имеющие в себе трещинности и являющиеся непроницаемыми. Обычно трещинность представляет собой зону сгущения трещин некоторой ширины, которая состоит из большого количества единичных трещин, ориентированных в определенном направлении. Жидкость, перпендикулярно подходящая к сгущению трещин, будет распространяться вдоль сгущения по первой же встречной трещине, не пересекая саму зону. Таким образом, жидкость из нагнетательной скважины, расположенной с одной стороны разлома (линеамента), не должна быстро обводнять продукцию в зоне кавернования по другую сторону от сгущения трещин.

Основные многовариантные исследовательские расчеты проводились на тестовой модели, так как при моделировании трещин на реальной модели пласта возникают следующие сложности:

- несовпадение направления сетки с направлением трещин (по данным 3D сейсмических исследований трещины располагаются под разными углами друг относительно друга, отличными от 90°) (Рисунок 3.1);
- большое время расчета вследствие необходимости задания детальной сетки (большое число ячеек модели) (Рисунок 3.2).

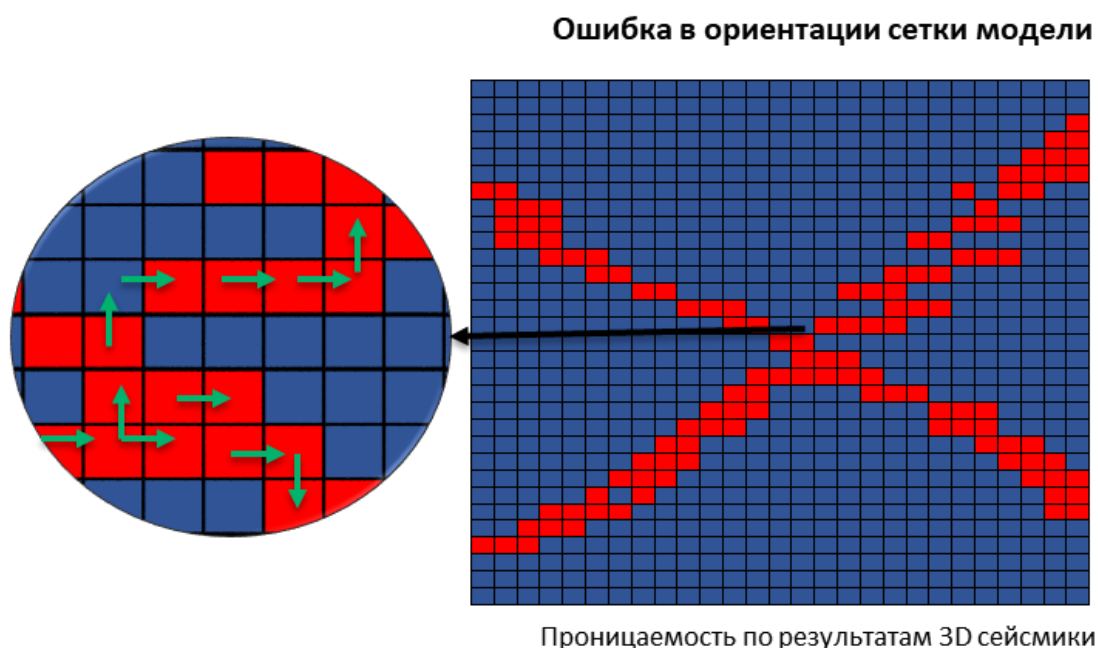


Рисунок 3.1 – Пример ошибки в ориентации сетки модели относительно зон разуплотнений

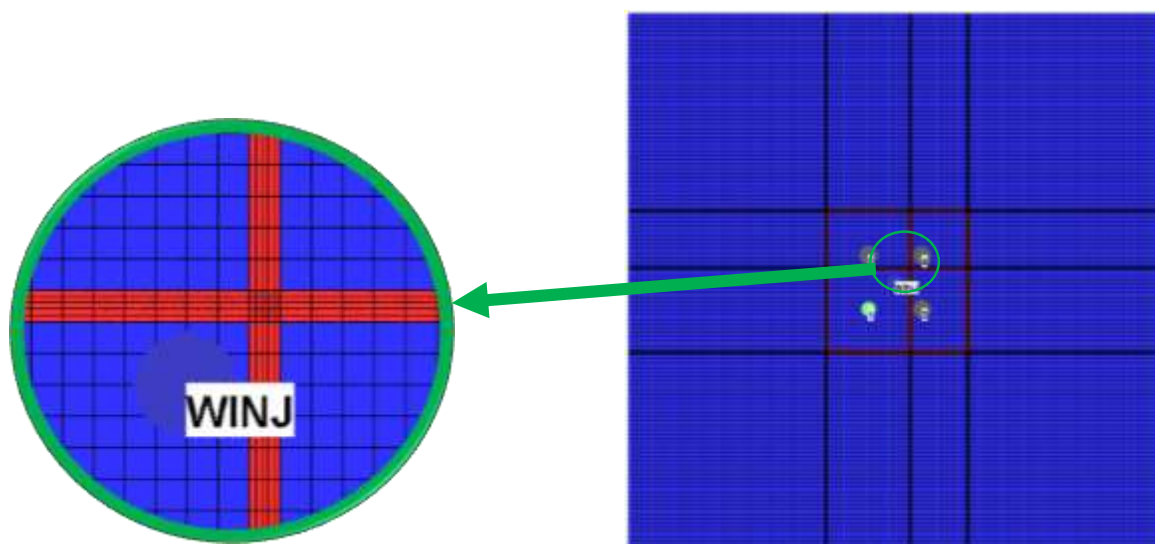


Рисунок 3.2 – Пример измельчения ячеек сетки в зонах трещинности

В качестве модели рассматривается область пласта, имеющая площадные размеры 3000 х 3000 м (Рисунок 3.2). При этом скважины размещаются на участке 1000 х 1000 м. Достаточно большие размеры сектора необходимо задавать для учёта краевых условий и моделирования возможности распространения закачиваемой воды по трещинам за пределы элемента (Рисунок 3.3) [102, 103].

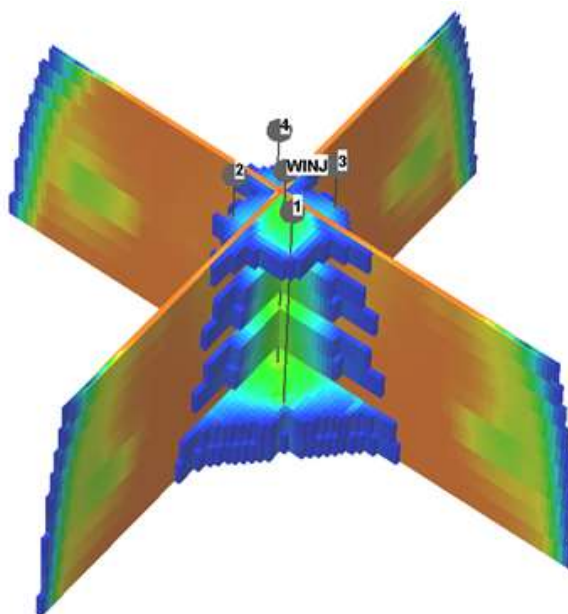


Рисунок 3.3 – Распространение нагнетаемой жидкости по трещинам за пределы элемента разработки

Зоны трещинности для учета перетоков заданы в плоскостях сетки. Особенность задания трещин заключается в следующем:

- проницаемость в трещинах в продольном направлении распространения трещин задавалась кратно выше проницаемости в поперечном направлении (Рисунок 3.4);
- для большей точности в зоне распространения трещин произведено измельчение ячеек до размерности 5 x 25 м (Рисунок 3.2).

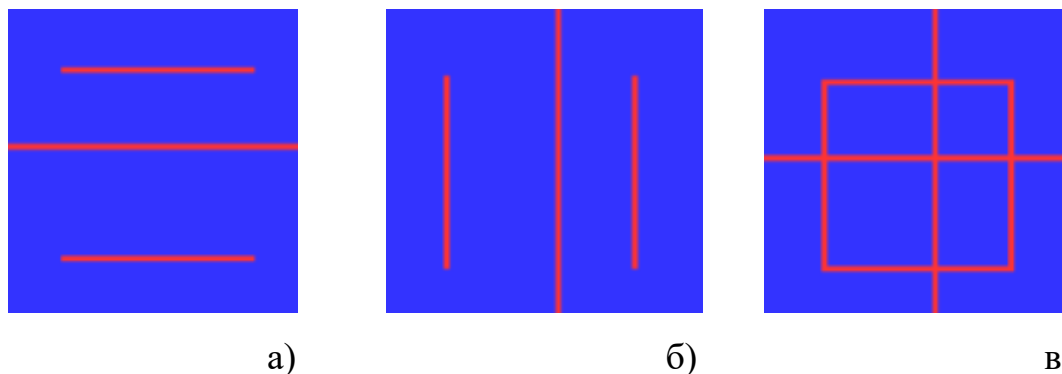


Рисунок 3.4 – Распределение проницаемости в трещинной части модели: а) в направлении оси X; б) в направлении оси Y; в) в направлении оси Z

Геолого-физические параметры, задаваемые в модели, соответствуют параметрам, характеризующим башкирский объект Аканского месторождения.

Проницаемость в матричной части задана равной 150 мД, что соответствует среднему значению по геолого-физической характеристике башкирского объекта. В трещинной части модели задавались области повышенной проницаемости. Значение проницаемости в трещинах задавалось равным 5000 мД в соответствии с результатами гидродинамических и керновых исследований.

По результатам проведенного анализа разработки башкирского объекта Аканского месторождения выявлено, что скважины, расположенные на участках без системы ППД, работают без обводнения (80 % скважин по объекту работают с обводненностью менее 10 %). По этой причине в созданной модели задана чисто нефтяная зона.

Распределение продуктивных кавернованных зон в модели задано исходя из особенностей строения рассматриваемого объекта. Для верхнего и нижнего слоев модели задавалось площадное распространение продуктивных кавернованных зон, по остальным слоям зоны кавернозности смоделированы лишь по отдельным пропласткам и на определенном расстоянии от трещин ввиду особенностей состава

пород и диагенетических и эпигенетических процессов, характерных для башкирского яруса рассматриваемого месторождения (Рисунок 3.5).

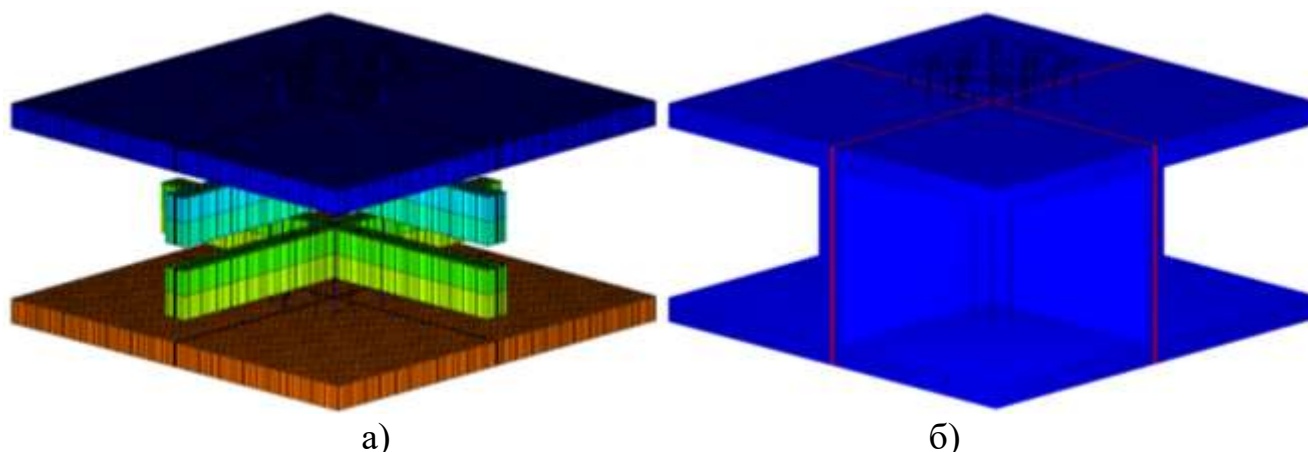


Рисунок 3.5 – Распределение продуктивных кавернованных зон в матричной части (а); распределение проницаемости в трещинной части (б)

В модели учтены все выявленные во второй главе свойства системы.

3.2 Оценка влияния анизотропии зон разуплотнений при размещении скважин в карбонатных коллекторах

Расположения скважин относительно зон трещинности в карбонатных коллекторах определяет входные дебиты скважин, обводненность и динамику падения пластового давления.

В связи с природными геологическими условиями залегания башкирского яруса в основном используются ВС, поэтому принципиальной задачей стало бурение скважин таким образом, чтобы они соединяли как можно больше зон разуплотнений.

В работе исследована целесообразность учета зон разуплотнений при размещении скважин в карбонатных коллекторах с целью выбора наиболее эффективного варианта.

По результатам интерпретации проведенных сейсмических исследований выделено три типа взаиморасположения систем трещин: крестообразное, параллельное и комплексное (как совокупность крестообразного и параллельного). Для каждого выделенного типа взаиморасположения систем трещин были построены упрощенные ГДМ (Рисунок 3.6). В качестве инструмента исследований

использовался программный комплекс гидродинамического моделирования Tempest More фирмы Roxar. [103].

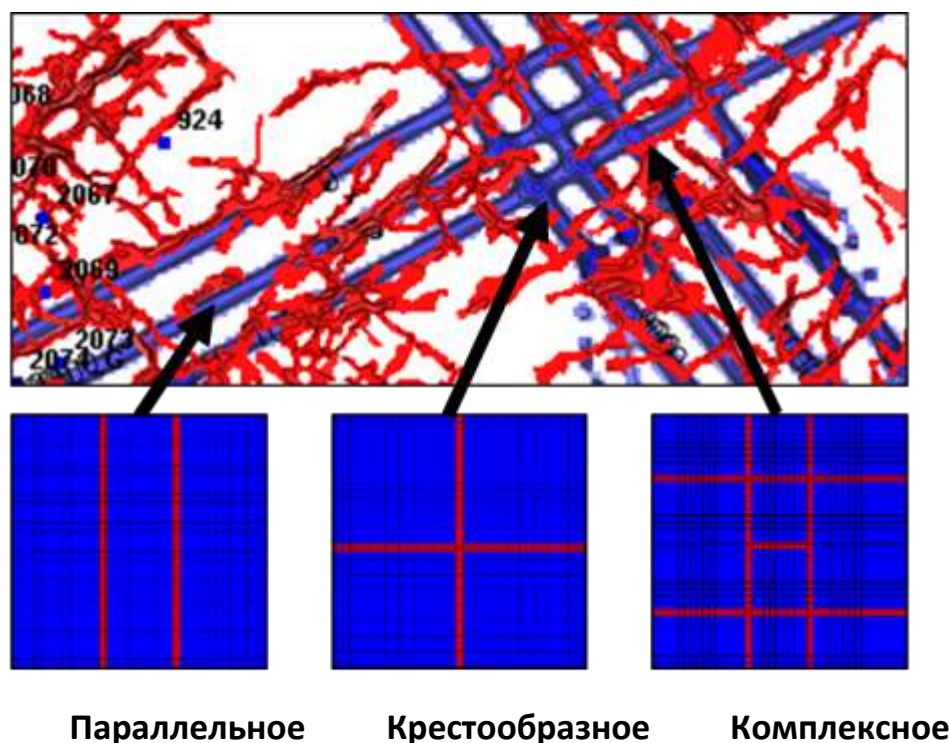
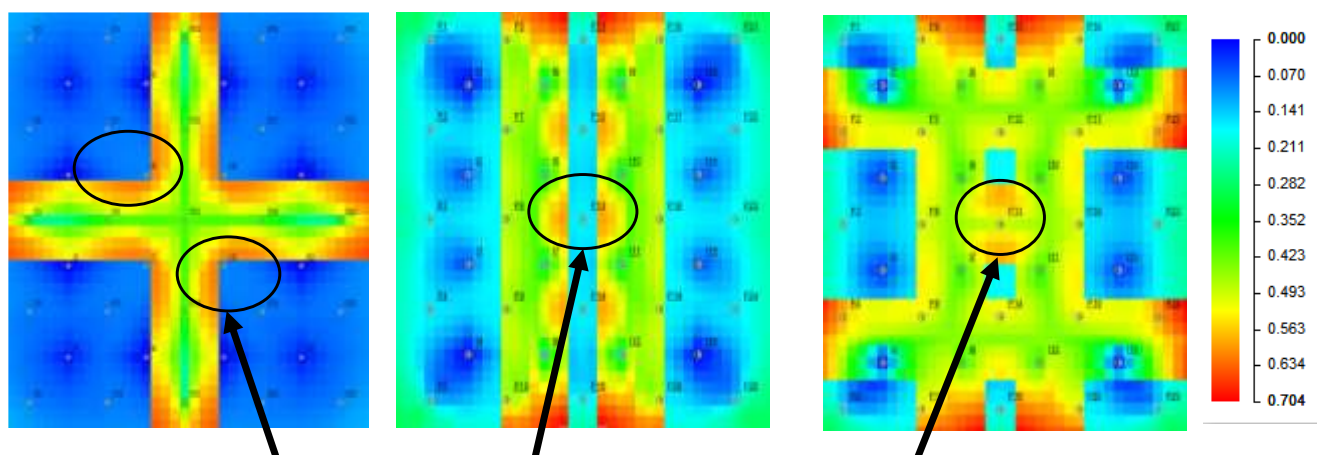


Рисунок 3.6 – Условно выделенные типы взаиморасположения трещин

По принятой модели численно исследованы следующие задачи: оценка динамики и извлечения нефти с вариантом размещения скважин с боковыми стволами, горизонтальными вдоль системы трещин и стандартная пятиточечная схема расположения скважин.

Базовый вариант (первый вариант)

Для каждой из систем взаиморасположения трещин за базовый вариант принят случай со стандартной пятиточечной системой размещения скважин, так как этот вариант показал наибольший КИН среди рассмотренных традиционных сеток скважин. По результатам проведенных расчетов построены карты плотности остаточных запасов для каждого типа взаиморасположения трещин (Рисунок 3.7). Наибольшая концентрация невыработанных остаточных запасов сосредоточена вдоль трещин, т.к. каверновые зоны по отдельным слоям могут не входить в радиус охвата ни одной из скважин.



Невыработанные запасы при равномерной сетке расположения скважин

а)

б)

в)

Рисунок 3.7 – Карты плотности остаточных запасов по базовому варианту для типов взаиморасположения трещин, т/м²:

а) крестообразное; б) параллельное; в) комплексное

Вариант с зарезкой бокового ствола (второй вариант)

Для выработки зон с концентрацией остаточных запасов рассмотрены варианты зарезки боковых стволов (рисунок 3.8). Для сравнения и оценки эффективности рассчитанных вариантов проанализированы технологические и экономические показатели (чистый дисконтированный доход (ЧДД)) (Рисунок 3.9).

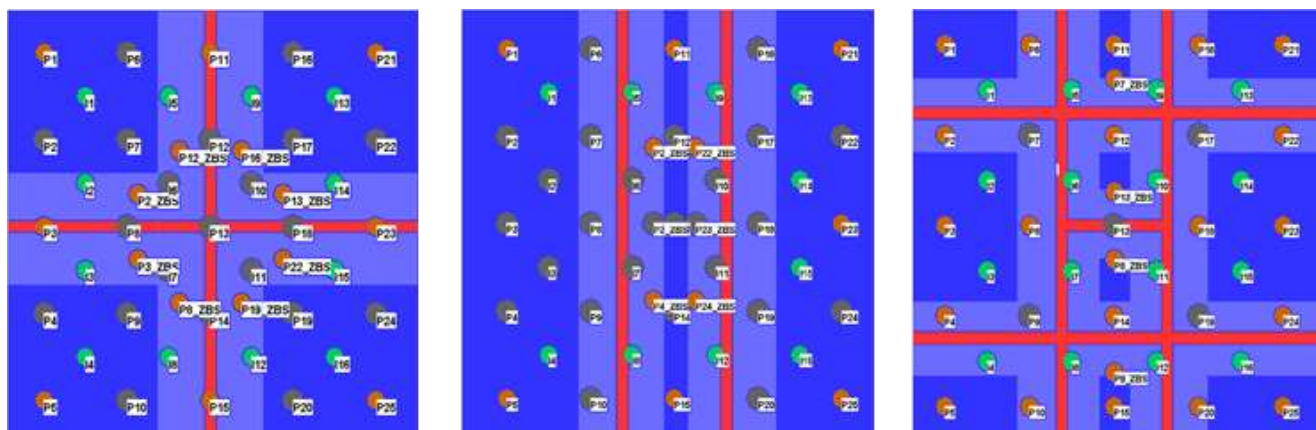


Рисунок 3.8 – Схема размещения скважин для варианта с зарезкой боковых стволов для типов взаиморасположения трещин:

а) крестообразное; б) параллельное; в) комплексное

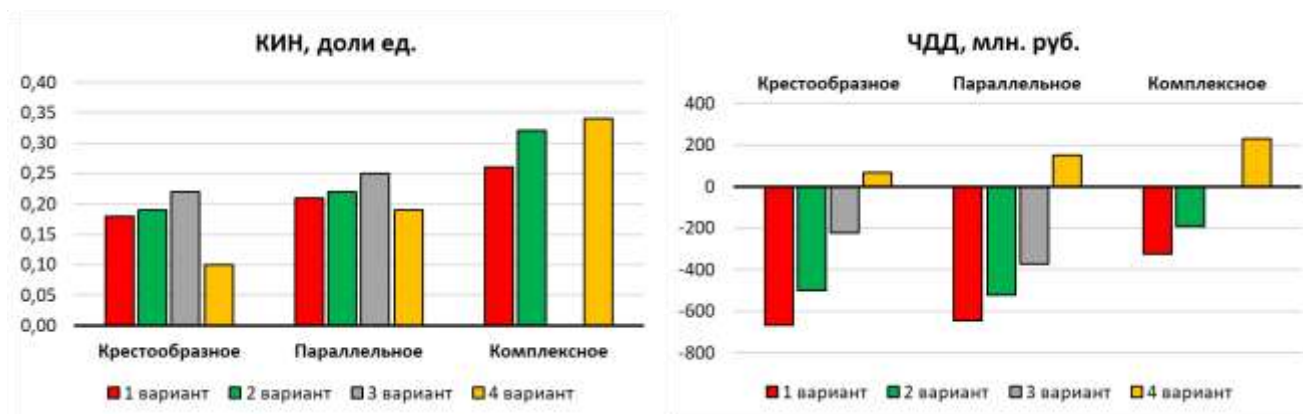


Рисунок 3.9 – Сравнение технологических и экономических показателей

По результатам расчетов выявлено, что довыработка запасов за счет бурения боковых стволов обеспечивает незначительный прирост в общей добыче. С экономической же точки зрения оба варианта нерентабельны.

Расположение ГС в зонах разуплотнений совместно с пятиточечной схемой размещения (третий вариант)

Для наиболее полной выработки запасов рассмотрено селективное расположение ГС с учетом распространения зон разуплотнений. В каверновых зонах вдоль систем трещин расположены ГС. На остальных частях применена стандартная пятиточечная схема размещения скважин (Рисунок 3.10).

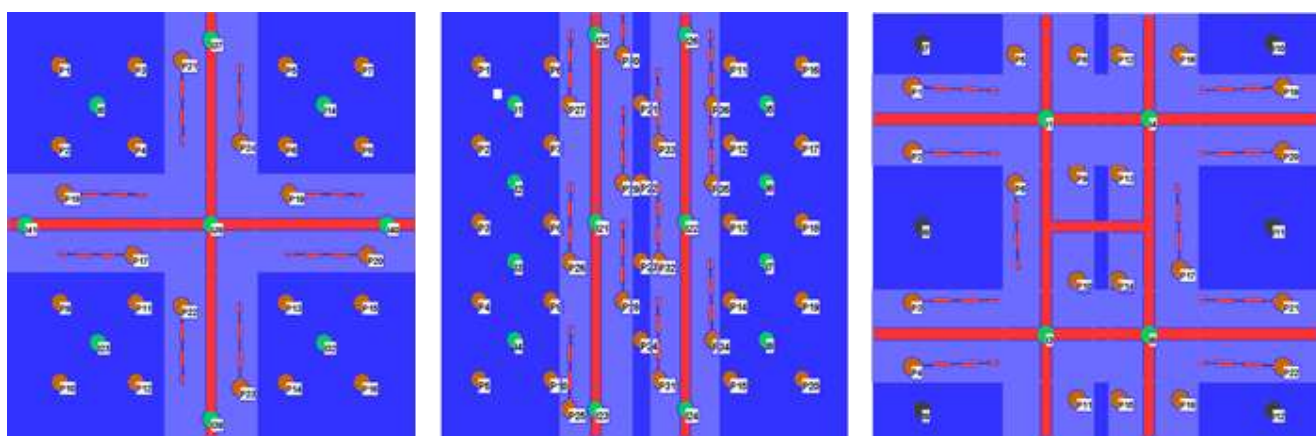


Рисунок 3.10 – Схема расположения скважин с учетом зон разуплотнений в сочетании со стандартной схемой расстановки скважин

В результате применения варианта с расположением ГС в зонах разуплотнений вдоль трещин совместно с пятиточечной схемой размещения в остальных частях (Рисунок 3.10) выработка запасов нефти увеличилась. Однако с

экономической точки зрения данный вариант также является нерентабельным (Рисунок 3.9).

Размещение ГС только в зонах разуплотнений (четвертый вариант)

С целью достижения положительных экономических показателей рассмотрена схема с размещением ГС только вдоль трещин (Рисунок 3.11).

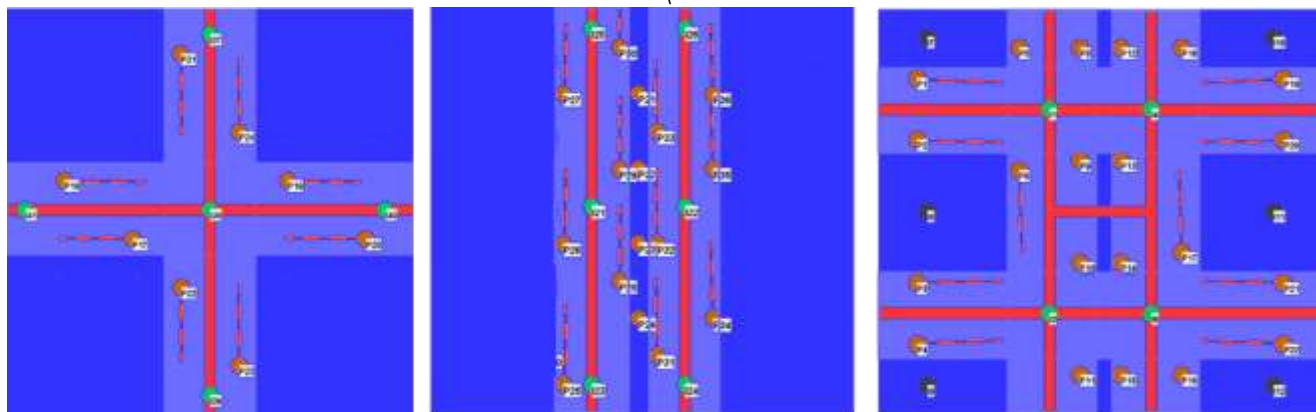


Рисунок 3.11 – Схема расположения скважин с учетом зон разуплотнений

С экономической точки зрения данный вариант наиболее эффективный для всех трех типов взаиморасположения трещин (рисунки 3.9, 3.11). Однако по выработке запасов данный вариант эффективнее только при комплексном типе взаиморасположения трещин.

Результаты расчетов показали, что при использовании варианта размещения скважин с учетом зон разуплотнений по сравнению с базовым вариантом для комплексного типа взаиморасположения трещин КИН выше на 0,08, ЧДД выше на 555 млн руб.; для крестообразного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,08, ЧДД выше на 736 млн руб.; для параллельного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,06, ЧДД выше на 795 млн руб.

3.3 Результаты использования рекомендаций по совершенствованию технологии расстановки проектных скважин относительно зон разуплотнений при фактическом бурении

В рамках поставленной задачи в 2015–2016 годах на северной части месторождения проводилось фактическое бурение с учетом зон разуплотнений и

для выявления взаимосвязи дебитов нефти от трещинности на том же участке часть скважин бурилась без учета зон разуплотнений по стандартной треугольной сетке скважин. На первом этапе скважины были расставлены по треугольной сетке с расстоянием 300 м. Далее забои сдвигались с учетом зон разуплотнений (скважины размещались в каверновых зонах, закономерно распределенных вдоль трещин, выделенных на основе результатов интерпретации 3D сейсмических исследований) и расстояния между скважинами. Смещение точки входа в пласт по уточненным скважинам не превышает 50–100 м [102].

По динамике средней накопленной добычи нефти, приходящейся на скважину (Рисунок 3.12), отмечается, что в результате бурения скважин в северной части с учетом зон разуплотнений средняя накопленная добыча нефти на скважину выше на 440 т по сравнению со скважинами, пробуренными без учета.

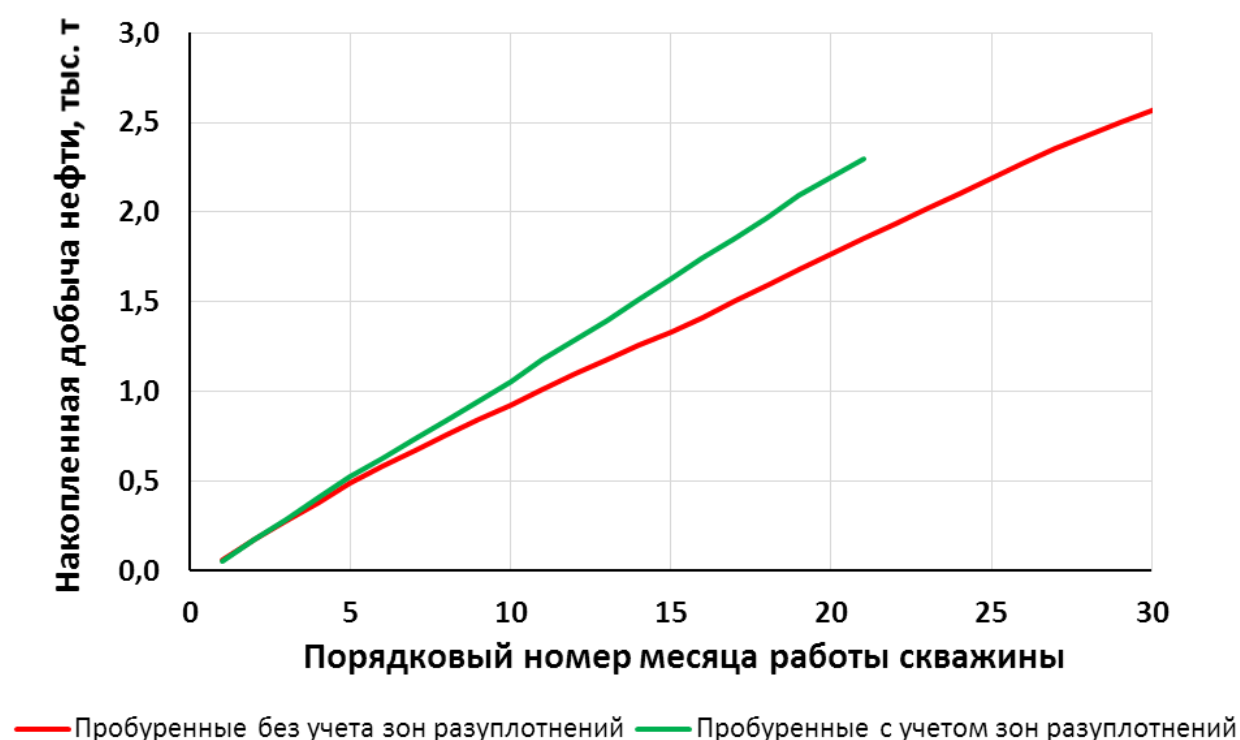


Рисунок 3.12 – Сопоставление накопленной добычи нефти по скважинам на северной части месторождения, пробуренным с учетом зон разуплотнений и без учета

Как уже отмечалось, центральная и южная части залежи башкирского объекта – наиболее продуктивные. Бурение скважин с учетом зон разуплотнений

позволило увеличить среднюю накопленную добычу, приходящуюся на скважины, практически до уровня центральной части (Рисунок 3.13).

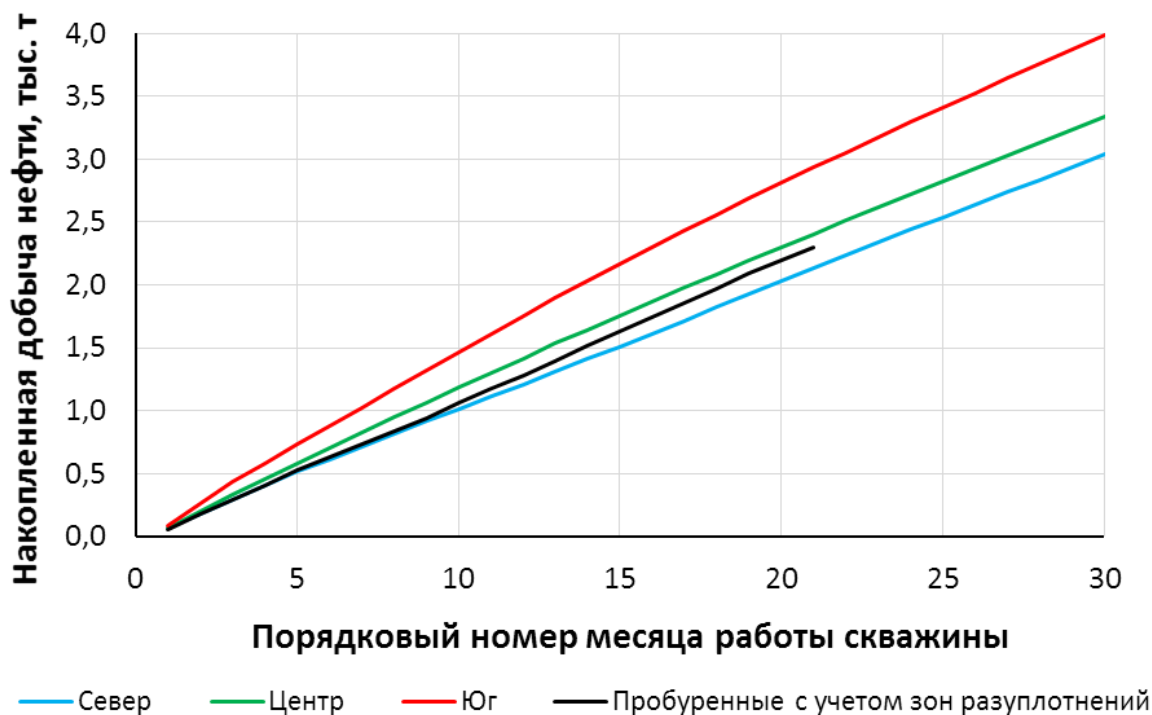
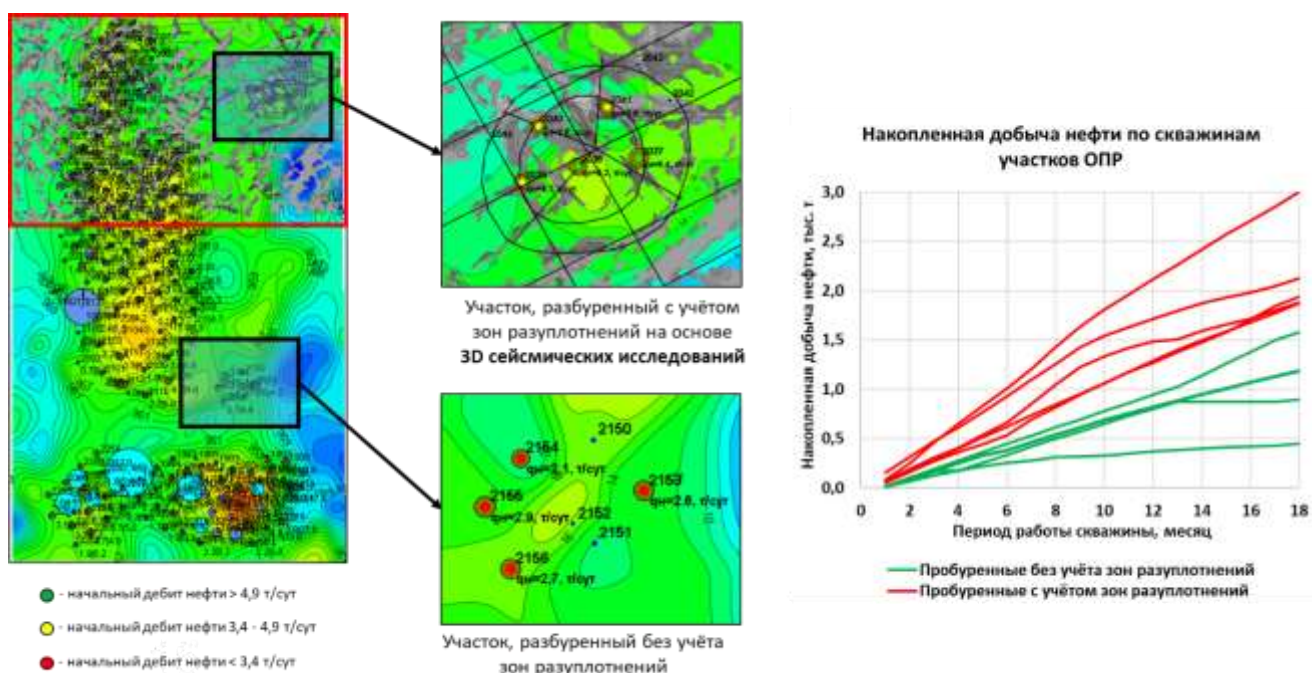


Рисунок 3.13 – Сопоставление накопленной добычи нефти скважин по выделенным частям залежи башкирского яруса

Дополнительно для оценки эффективности бурения скважин с учетом зон разуплотнений были выбраны два схожих по геологическим условиям участка (Рисунок 3.14). С учетом зон разуплотнений на выбранном участке северной части месторождения было пробурено пять скважин, без учета зон разуплотнений на участке центральной части пробурены четыре скважины.

По результатам сравнения отмечается, что бурение с учетом зон разуплотнений эффективнее: накопленная добыча по данным скважинам значительно выше (Рисунок 3.14). Разница по средней накопленной добыче нефти в среднем на скважину по участкам за первые пять месяцев работы каждой скважины составила 496 т.



а) б)
Рисунок 3.14 – Выбранные участки для сопоставления (а);
динамика средней накопленной добычи нефти на скважину,
пробуренную с учетом и без учета зон разуплотнений (б)

Проведенный анализ показал, что подбор наиболее эффективного варианта размещения скважин в карбонатных коллекторах необходимо осуществлять на основе детального анализа с использованием всего комплекса исследований (3D-сейсмика, индикаторные исследования, ГДИС и др.) с применением ГГДМ.

3.4 Выводы к главе 3

Разработана методика проведения численных исследований. Помимо стандартных подходов отдельно выделены свойства системы, требующие обязательного учета.

По результатам интерпретации проведенных 3D сейсмических исследований выделены три основных типа взаиморасположения систем трещин: крестообразное, параллельное и комплексное (как совокупность крестообразного и параллельного). Для каждого выделенного типа взаиморасположения систем трещин построены упрощенные ГДМ.

Численно исследованы следующие задачи: оценка динамики извлечения нефти с вариантом размещения скважин по стандартной пятиточечной схеме расположения скважин (базовый вариант), с боковыми стволами, ГС, расположенными только вдоль системы трещин, и сочетание расположения скважин вдоль зон разуплотнений и базового варианта.

На основе моделирования с использованием модели «двойной проницаемости» для условий башкирского объекта Аканского месторождения показано, что при использовании варианта размещения скважин с учетом зон разуплотнений по сравнению с базовым вариантом для комплексного типа взаиморасположения трещин КИН выше на 0,08, ЧДД выше на 555 млн руб.; для крестообразного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,08, ЧДД выше на 736 млн руб.; для параллельного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,06, ЧДД выше на 795 млн руб.

Результаты численных исследований подтверждены данными фактического бурения на северной части залежи башкирского объекта Аканского месторождения. Отмечается, что в результате бурения скважин в северной части с учетом зон разуплотнений средняя накопленная добыча нефти на скважину выше на 440 т по сравнению со скважинами, пробуренными без учета.

Полученные результаты можно считать апробацией разработанного алгоритма, учитывающего анизотропию трещинной проницаемости.

Учитывая вышеизложенное, подбор наиболее эффективного варианта размещения скважин в карбонатных коллекторах необходимо осуществлять на основе детального анализа с использованием всего комплекса исследований (3D сейсмика, индикаторные исследования, ГДИС, исследования керна и др.) с применением результатов ГДМ.

4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ РАСПОЛОЖЕНИЯ ЗОН РАЗУПЛОТНЕНИЙ

4.1 Промысловые исследования анизотропии проницаемости коллектора

Ранее проведенные индикаторные исследования на элементе, включающем нагнетательную скважину, были проанализированы с применением новой модели геологического строения месторождения. В результате сделано предположение о перемещении трассерных жидкостей по зонам трещинности, распространённым в пределах площади исследований. Подробнее рассмотрим это на примере закачки индикатора в скважину 1922 (Рисунок 4.1).

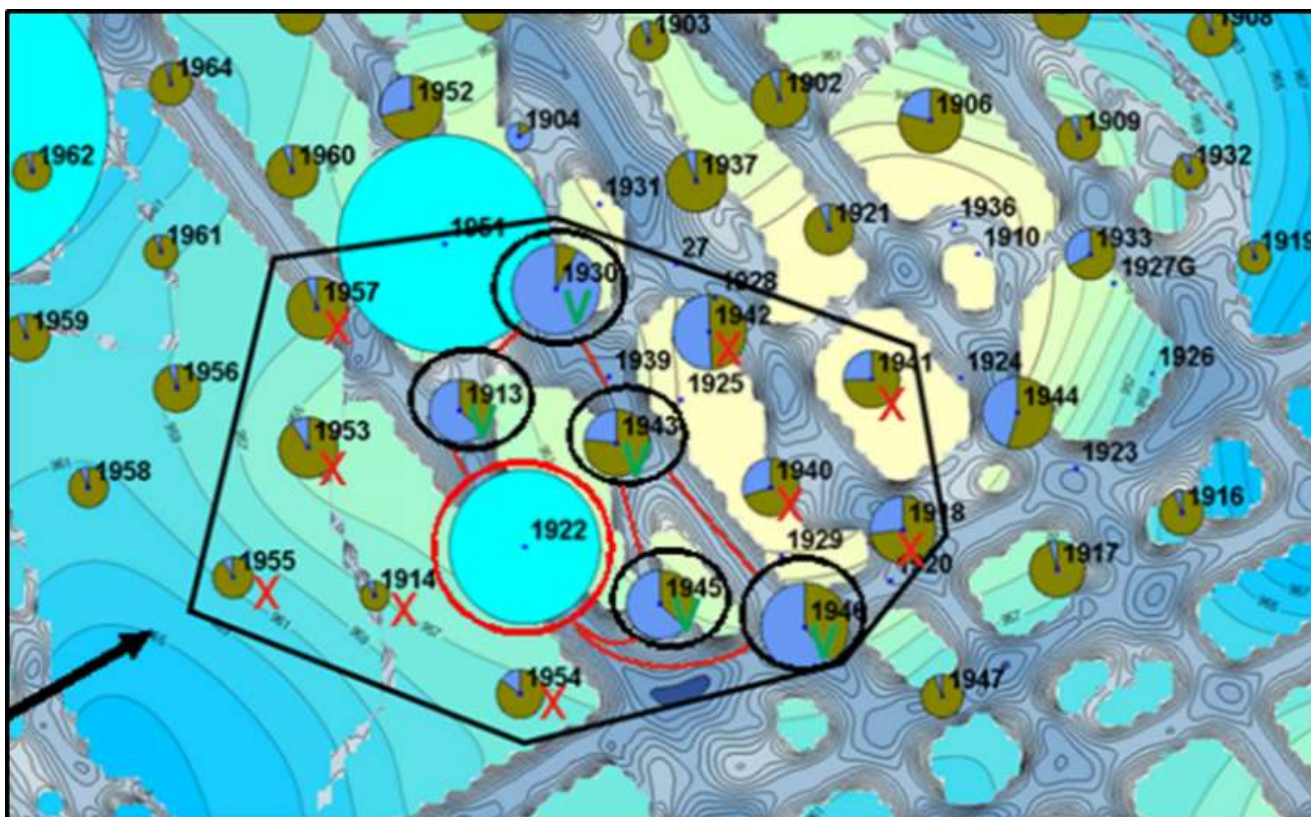


Рисунок 4.1 – Фрагмент структурной карты по кровле башкирского яруса
с диаграммами текущих показателей разработки
и одним из вариантов распределения трещинности

В скважине 1922 в качестве индикатора был использован раствор азотнокислого аммония (аммиачной селитры). В качестве реагирующего окружения были выбраны добывающие скважины 1913, 1914, 1918, 1930, 1940,

1941, 1942, 1943, 1945, 1946, 1953, 1954, 1955, 1957. В результате проведенных исследований индикатор был обнаружен только в пробах продукции скважин 1913, 1930, 1943, 1945, 1946. В попутно добываемой воде из скважин 1914, 1918, 1940, 1941, 1942, 1953, 1954, 1955, 1957 трассер не был зафиксирован ни в одном из выполненных отборов.

При интерпретации результатов индикаторных исследований были выделены проводящие каналы и трубки тока, образующие крупные пачки и галереи, по которым осуществлялось перемещение меченых жидкостей к контрольным скважинам (рисунки 4.2, 4.3).

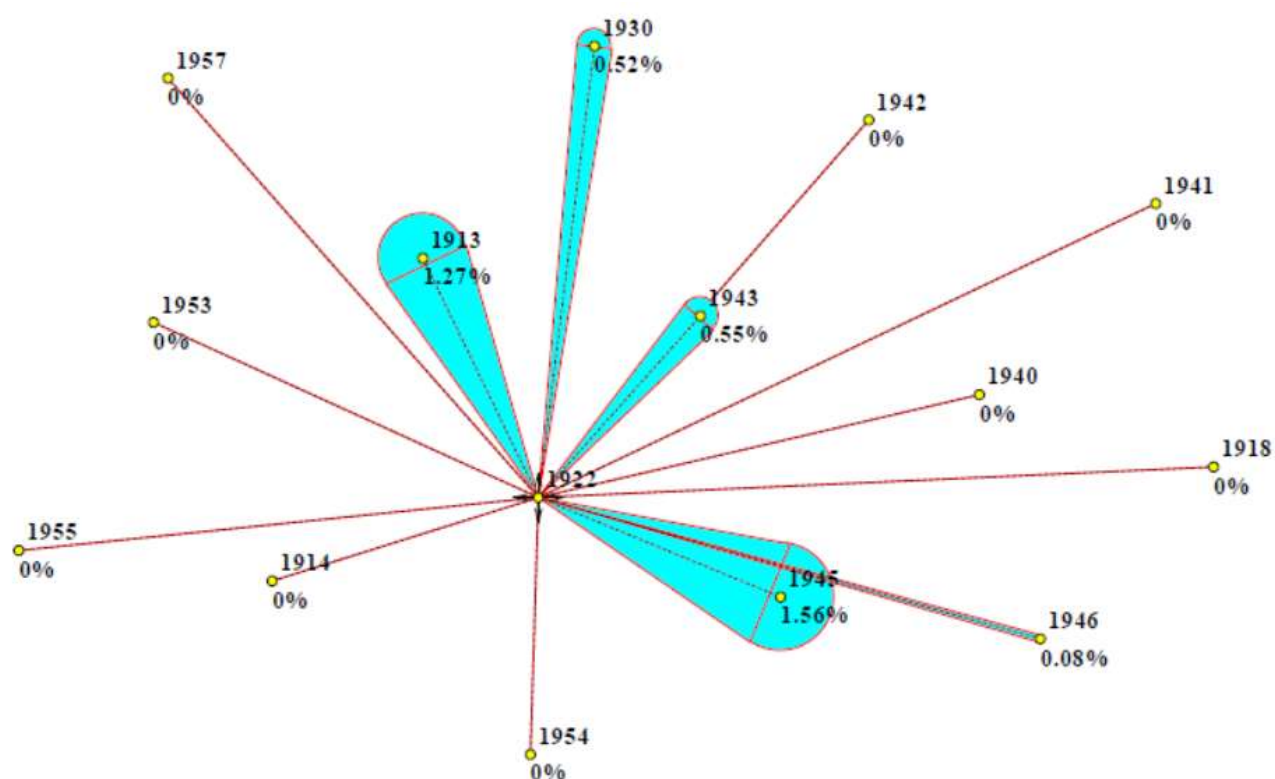


Рисунок 4.2 – Распределение установленных фильтрационных потоков закачиваемой воды в нагнетательную скважину 1922 (%)

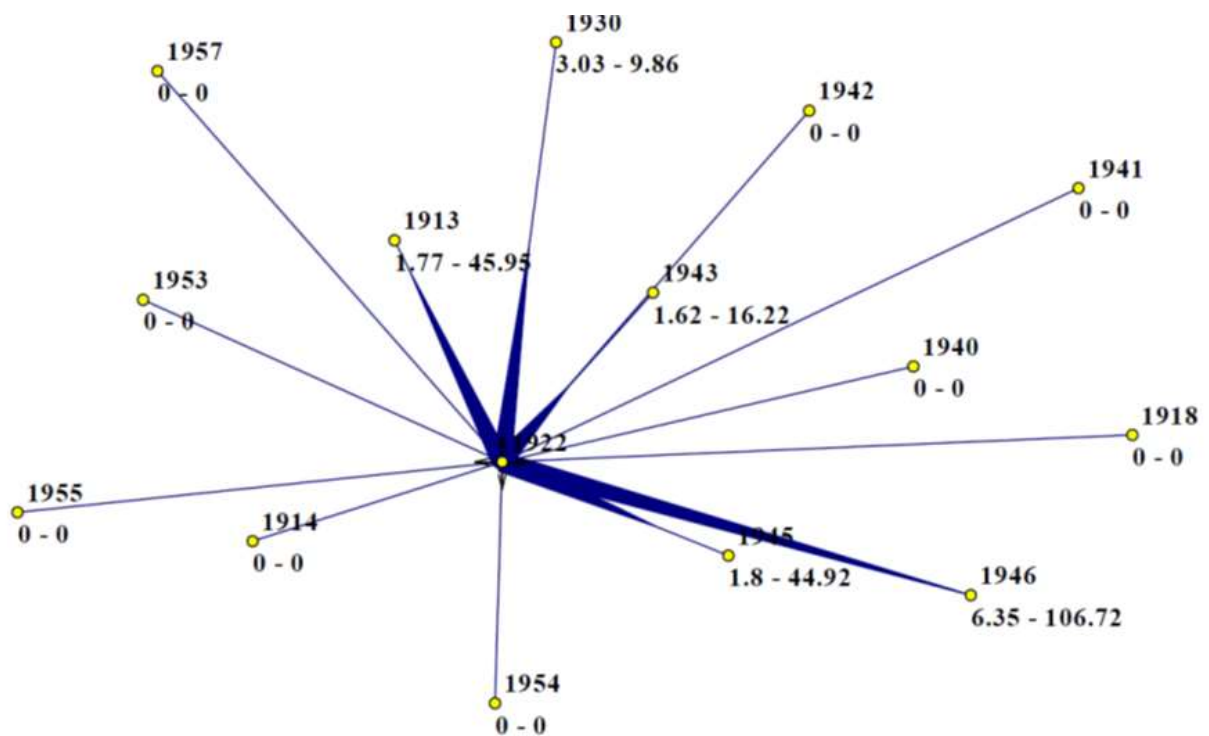


Рисунок 4.3 – Распределение скоростей фильтрации на объекте исследования (м/сут)

В продукции скважин 1913, 1945, 1946 первые порции индикатора фиксировались спустя 5–6 суток с момента начала закачки, для скважины 1943 – через 16 суток и для скважины 1930 – через 50 суток.

С учетом проведенных в диссертации исследований, в соответствии с главой 3 причину такого поведения индикатора можно объяснить передвижением индикатора по зонам трещинности и направлением регионального потока:

- скважины 1922, 1913, 1946 расположены на одной линии распространения кольцевой трещины, вследствие чего время прихода индикатора минимальное;
- скважины 1945, 1943, 1930 расположены в радиальных трещинах, соединённых с кольцевой системой, а не непосредственно со скважиной, по причине чего увеличивается расстояние движения индикатора от нагнетательной скважины до добывающей. Также на движение индикатора к скважине 1930 оказывает значительное влияние региональный противопоток по ГАЗН, который создает дополнительное сопротивление продвижению закачиваемой жидкости от скважины 1922 по кольцевой системе трещин на север [103].

По всей видимости, результаты интерпретации без учета зон разуплотнений не в полной мере соответствуют распределению предложенных пачек и галерей, представленных на рисунках, либо они должны иметь другой, более причудливый характер.

На поверхность было извлечено около 4 % от закачанной массы индикатора, причиной того, с учетом нового видения, может служить перемещение основной доли трассеров по зонам трещинности, не вскрытым вертикальными скважинами и протягивающимися за пределы месторождения и залежи.

Таким образом, после проведенного автором анализа результатов индикаторных исследований был сделан вывод о том, что на показатели разработки объектов с развитой системой трещиноватости при организации заводнения оказывает решающее влияние расположение скважин относительно различных трещин.

Анализ проведенных трассерных исследований доказывает, что высокая приемистость нагнетательных скважин не является условием успешного вытеснения нефти. Закачиваемая вода продвигается по различным трещинам от забоев нагнетательных скважин до ВНК залежи, минуя блоки, насыщенные нефтью. При закачке воды вокруг нагнетательных скважин не образуется область повышенного давления, которая по более проницаемым вертикальным трещинам устремляется к ВНК залежи и растворяется в общей массе подошвенной воды. Однако нельзя отрицать наличия некоторых полосовых зон повышенного давления в проводящих трещинах. Но они оказывают небольшое влияние на давление в емкостном пространстве блоков. Основная масса индикатора растворилась в пластовой воде, а ее незначительная часть по сети ближайших трещин прорывается к забою добывающих скважин [74].

4.2 Совершенствование технологии заводнения карбонатных коллекторов с учетом расположения зон разуплотнений

4.2.1 Оценка влияния зон распространения трещинности на показатели работы скважин при организации закачки для условий башкирского объекта Аканского нефтяного месторождения на основе геолого-гидродинамической модели

При выборе и совершенствовании системы заводнения карбонатных объектов одним из основополагающих моментов является изучение и выделение системы трещинности и ее интенсивности в пределах разрабатываемого пласта. Автором предлагается рассматривать достаточно большие участки месторождения как единую взаимосвязанную систему для организации ППД. На основе анализа по определению зон разуплотнений были выбраны участки для организации эффективной системы заводнения.

Для оценки влияния зон разуплотнений на показатели работы скважин был рассмотрен участок на башкирском объекте Аканского месторождения (рисунок 4.4). На данном участке были проведены 3D сейсмические исследования, по результатам интерпретации которых выявлены возможные зоны разуплотнений.

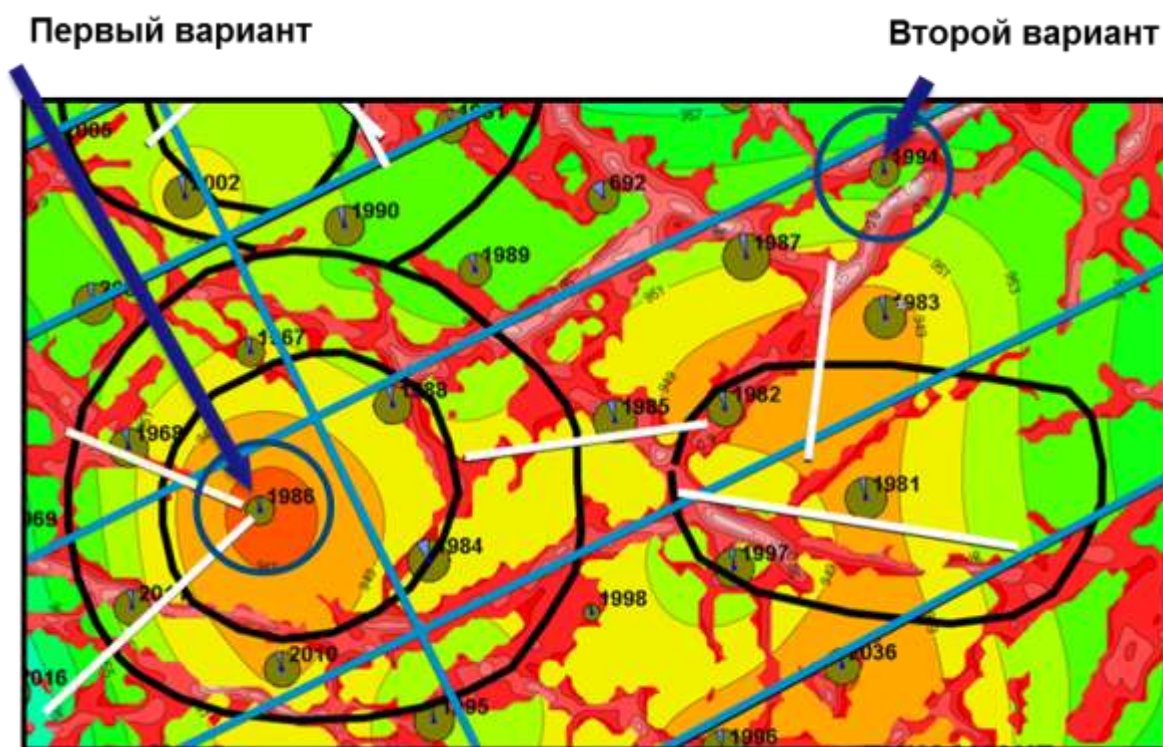


Рисунок 4.4 – Фрагмент структурной карты по кровле башкирского яруса с системой трещинности выделенной по аномалиям «ant-tracking»

Для рассмотрения был выбран элемент в районе скважины 1986, состоящий из скважин, размещенных по равномерной треугольной сетке 300 х 300 м. Рассматриваемый элемент расположен в пределах сводовой «кальдеры». В районе элемента выделяются три типа трещин: линеаментные, кольцевые и радиальные (рисунок 4.4) [103].

Было предложено два варианта организации системы ППД на рассматриваемом участке (рисунок 4.4):

1) расположение нагнетательной скважины в центре элемента, когда он находится внутри сводовой «кальдеры». Кольцевой разлом, ограничивающий данную «кальдеру», является барьером для закачиваемой воды;

2) расположение нагнетательной скважины вне элемента и сводовой «кальдеры», но в зоне линеаментной трещинности.

Для рассмотрения описанных вариантов была создана тестовая ГДМ, схематично имитирующая участок данного элемента. В качестве инструмента исследований использовался программный комплекс гидродинамического моделирования Tempest More фирмы Roxar.

Необходимо отметить, что исследовательские расчеты проводились согласно методике, описанной в п. 3.1.

В связи с перечисленными особенностями для представления и оценки характера влияния трещинности был смоделирован участок с линеаментными, кольцевыми и радиальными трещинами.

Во всех вариантах ограничение на забойные давления добывающих скважин соответствуют давлению насыщения пластовой нефти газом (2 МПа), объемы закачиваемой воды задавались из условия компенсации, равной 100 %. Ограничения по работе добывающих скважин задавались следующие: максимальная обводненность – 98 %, минимальный дебит нефти – 0,5 т/сут.

Первый вариант

В центре сектора был организован обращенный семиточечный элемент площадной системы заводнения. Расстояние между скважинами было принято равным 300 х 300 м (рисунок 4.5).



Рисунок 4.5 – Вариант семиточечного элемента с нагнетательной скважиной в центре

Анализ динамики показателей разработки скважин семиточечного элемента позволяет выделить две группы скважин в зависимости от их расположения относительно трещин: в первую группу входят скважины 3, 5; во вторую – 1, 2, 4, 6 (Рисунок 4.6). Показано, что в первую очередь закачиваемая вода доходит до скважин 2, 6 по линеаменту, далее следует прорыв воды в скважины 1, 4; самый продолжительный безводный период работы по скважинам 3, 5, которые наиболее удалены от трещин, и поэтому накопленная добыча по данным скважинам максимальная. Распределение закачиваемой воды через 5 лет после начала разработки приведено на рисунке 4.7.

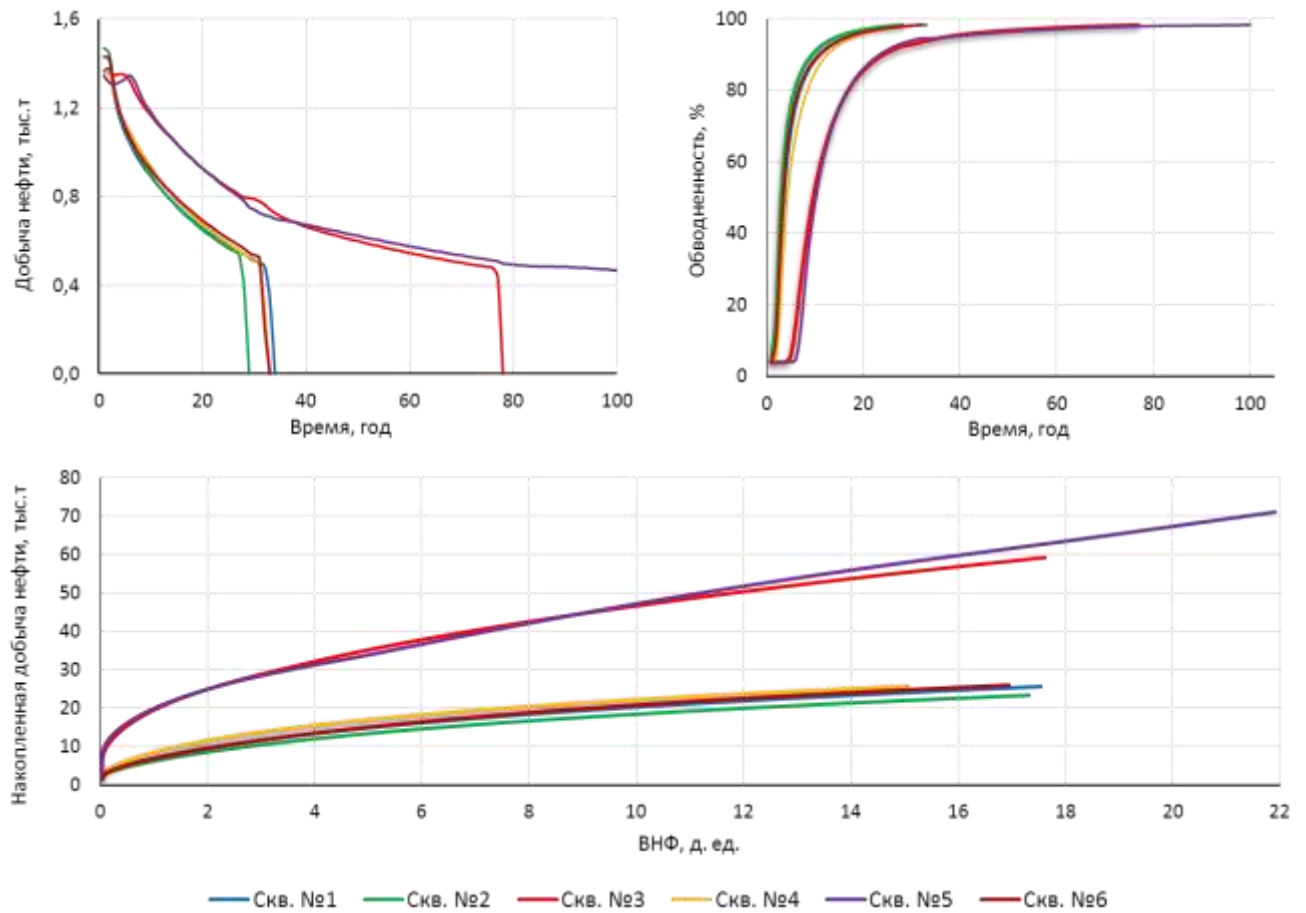


Рисунок 4.6 – Динамика показателей разработки по скважинам семиточечного элемента (первый вариант)

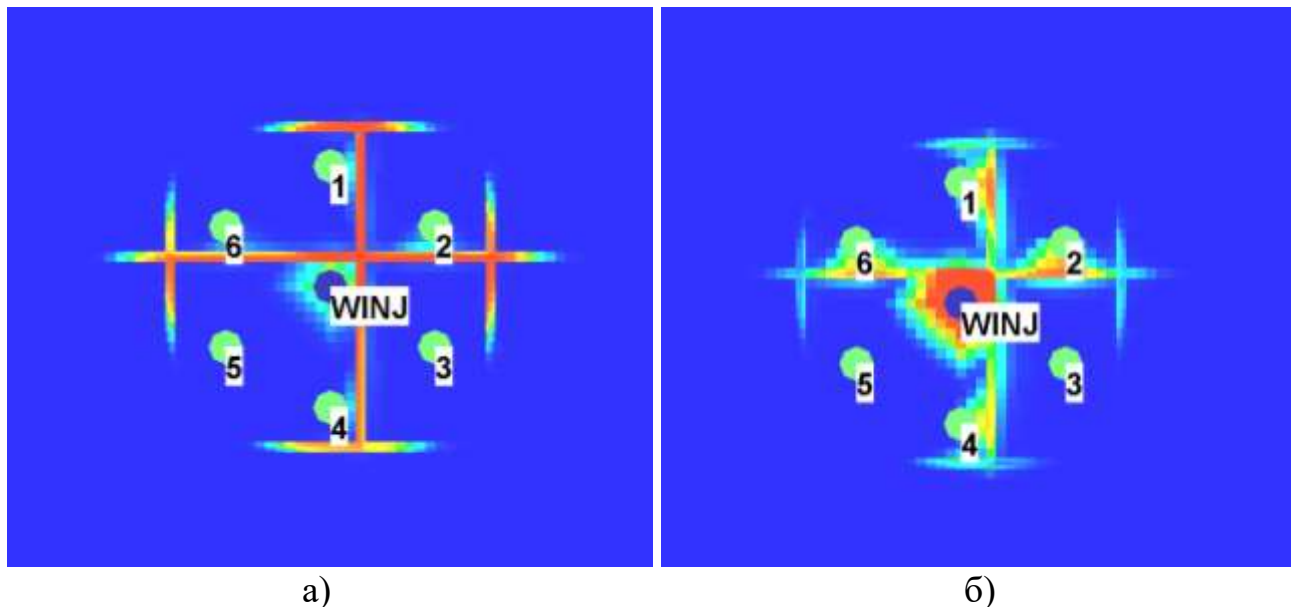


Рисунок 4.7 – Распределение трассера закачиваемой воды через 5 лет после начала разработки: а) в трещинной части; б) в матричной части

В пределах первого варианта были дополнительно рассмотрены два подварианта 1.1, 1.2, которые отличались от базового углом расположения оси элемента по отношению к оси X, который равнялся 45° (базовый – 90°) (рисунок 4.8). В варианте 1.2 были отключены скважины 3, 5, расположенные непосредственно в трещине (рисунок 4.8, в).

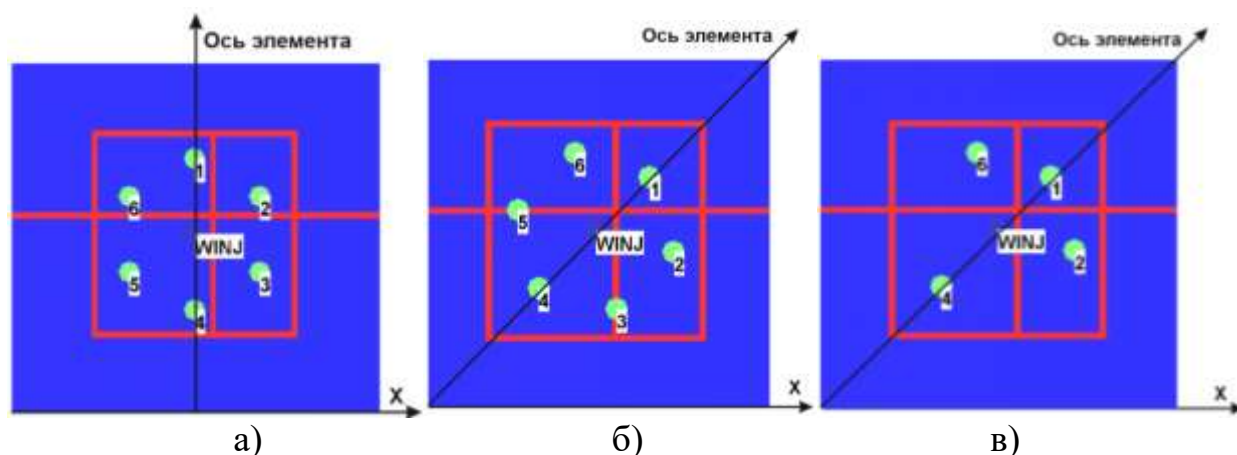


Рисунок 4.8 – Варианты расположения скважин семиточечного элемента относительно оси X: а) вариант 1 (под углом 90°); б) вариант 1.1 (под углом 45°); в) вариант 1.2 (под углом 45° с отключением скважин 3, 5)

При сравнении рассчитанных вариантов было выявлено, что с точки зрения выработки запасов наиболее эффективен вариант 1.2 с отключением скважин 3, 5, расположенных непосредственно в трещине при повороте оси элемента на угол 45° по отношению к оси X (рисунок 4.9, таблица 4.1). Накопленная добыча по данному варианту на конец разработки максимальная, водонефтяной фактор (ВНФ) минимальный. Это можно объяснить наиболее равномерной выработкой запасов в результате снижения вероятности преждевременного обводнения скважин.

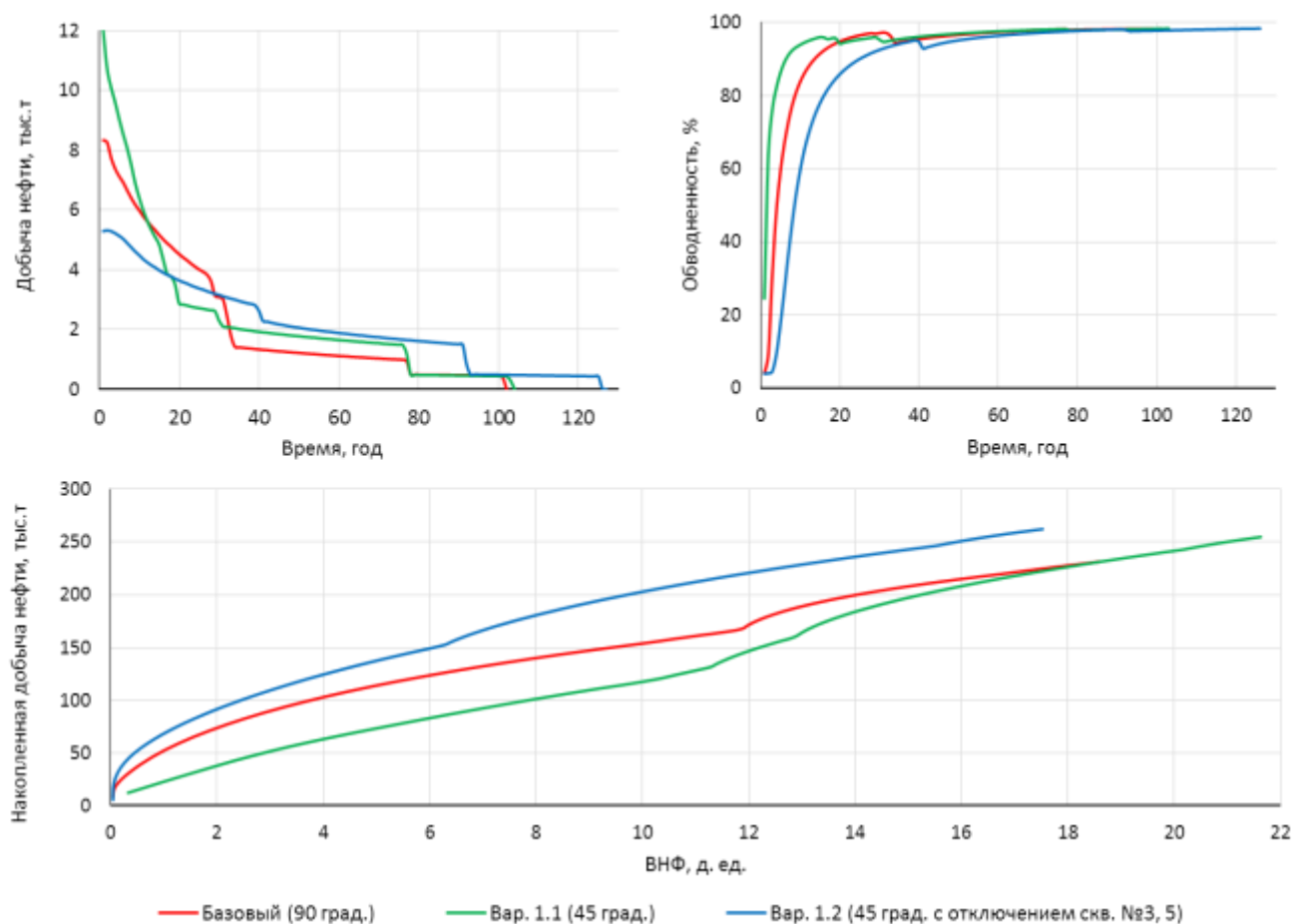


Рисунок 4.9 – Технологические показатели разработки по вариантам

Таблица 4.1 – Технологические показатели по вариантам на конец разработки

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. т	ВНФ, доли ед.	Накопленная закачка, тыс. м ³	Срок разработки, лет
1	231	19	4063	101
1.1	255	22	5147	103
1.2	262	18	4347	126

Расчет экономических показателей производился на период, равный 20 годам после начала разработки (так как при расчете на больший период дисконтированное значение доходов и расходов практически не влияет на результирующие показатели) (Таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Основные технико-экономические показатели по вариантам за 20 лет после начала разработки

Показатели	Вариант		
	1	1.1	1.2
Добыча нефти, тыс. т	122	134	90
Выручка от реализации, млн руб.	1645	1807	1208
Капитальные вложения, млн руб.	218	218	155
Эксплуатационные затраты, млн руб.	918	1024	625
ЧДД, млн руб.	223	302	167
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,4	1,4	1,4
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	2,0	2,4	2,1
Внутренняя норма доходности, %	36,8	65,7	34,3
Срок окупаемости, лет	4	3	4

Как видно из приведенных результатов, вариант 1.2 наименее эффективен с экономической точки зрения, что можно объяснить низкими темпами отбора. Наиболее эффективен вариант 1.1: чистый дисконтированный доход по нему составляет 302 млн. руб., срок окупаемости – 3 года.

2) Второй вариант

Во втором варианте нагнетательная скважина была размещена вблизи линеамента на некотором расстоянии от элемента (рисунок 4.10). Угол расположения оси элемента соответствовал наиболее экономически эффективному варианту 1.1 и равнялся 45°. Расчеты были произведены на период продолжительностью 120 лет.

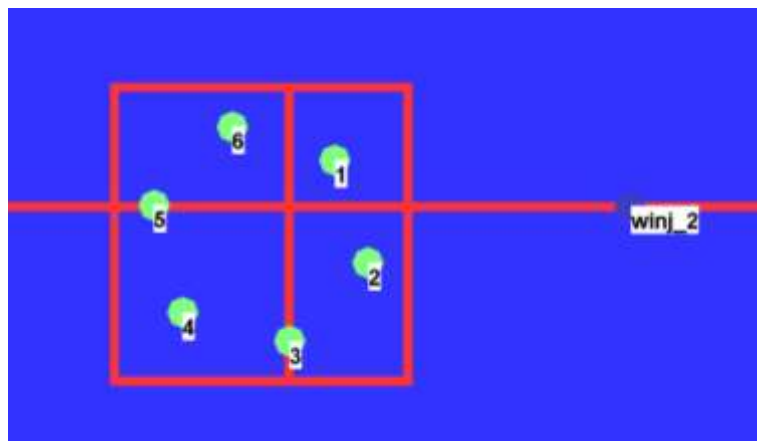


Рисунок 4.10 – Вариант с расположением нагнетательной скважины на некотором удалении от элемента вблизи линеамента

По результатам расчетов наблюдается следующий характер работы скважин. В первую очередь вода прорывается по скважинам 3 и 5, расположенным непосредственно в линеаменте и радиальной трещине. Далее наблюдается увеличение обводненности по скважинам 1, 2 находящимся вблизи линеаamenta и кольцевой трещины. Наиболее продолжительный безводный период по скважинам 4, 6, так как они находятся на наибольшем удалении от трещин. Распределение трассера закачиваемой воды по второму варианту приведено на рисунке 4.11.

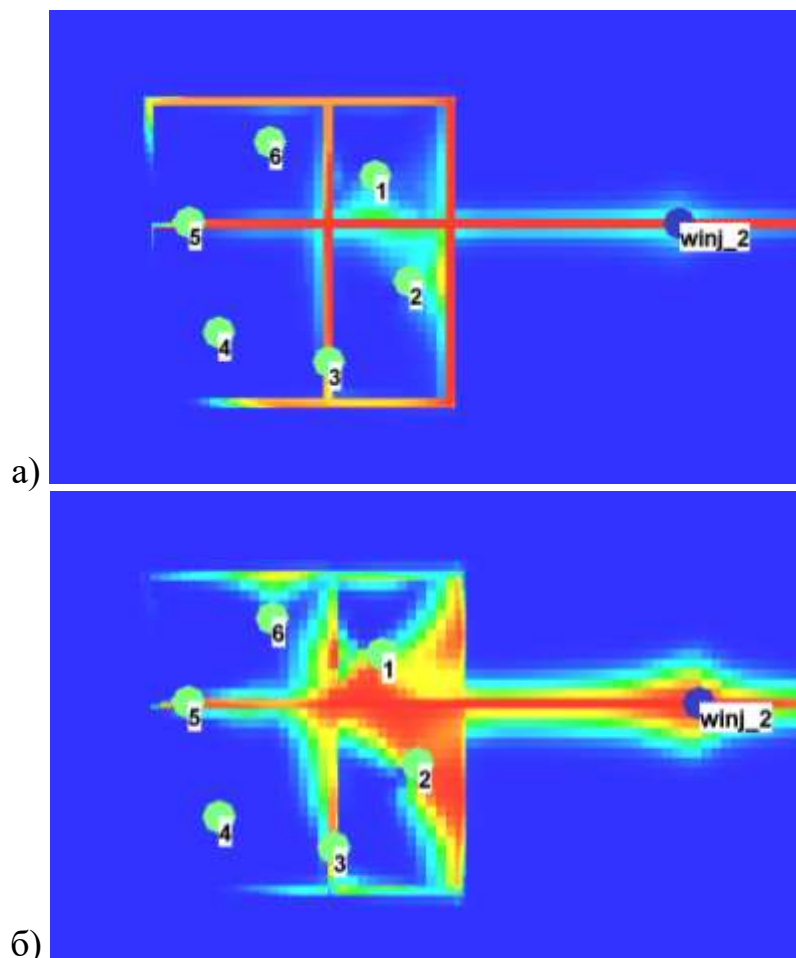


Рисунок 4.11 – Распределение трассера закачиваемой воды по второму варианту через 10 лет после начала разработки: а) в трещинной части; б) в матричной части

Результаты расчетов по вариантам 1.1 и 2 приведены на рисунке 4.12 и в таблице 4.3.

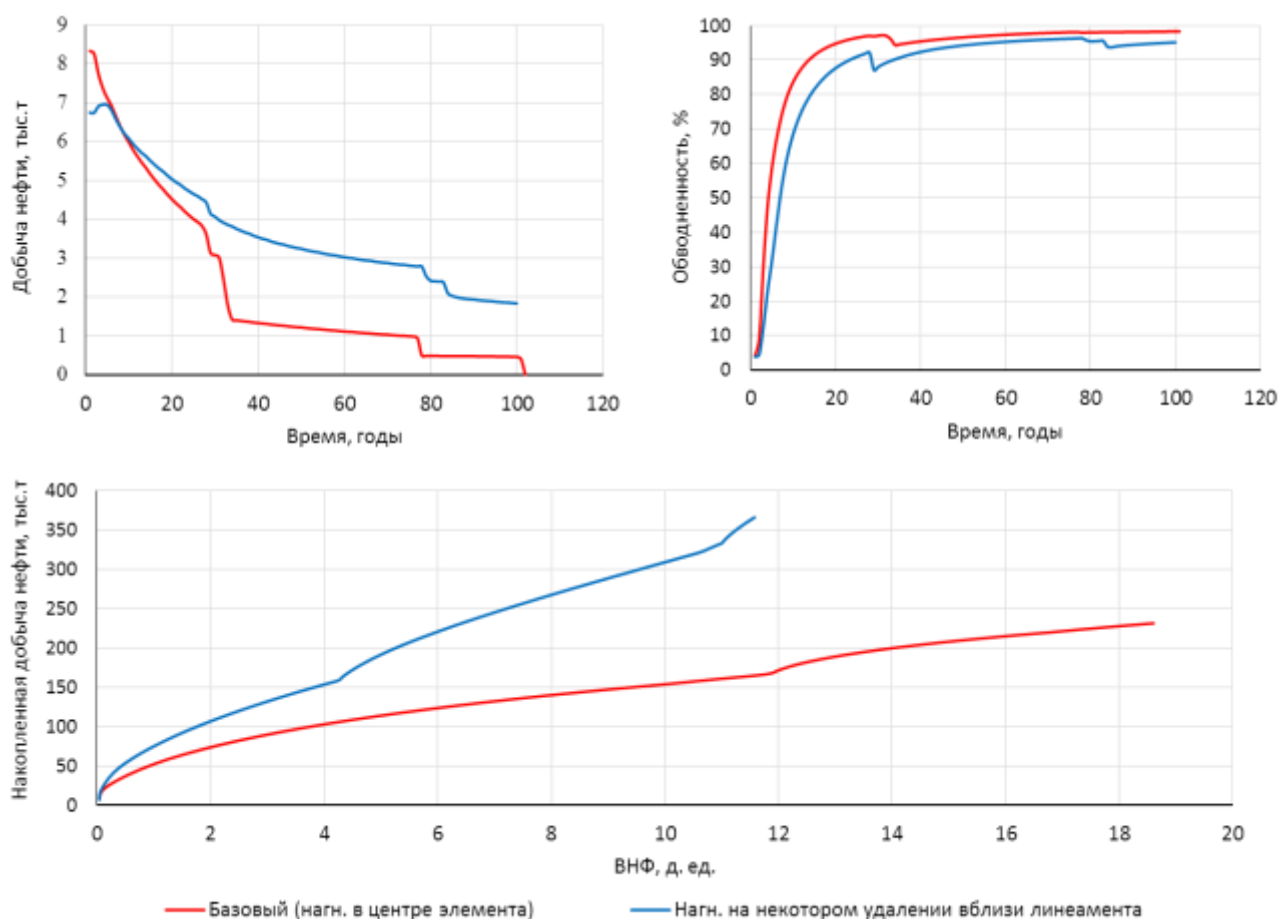


Рисунок 4.12 – Показатели разработки по вариантам 1.1 и 2

Таблица 4.3 – Технологические показатели по вариантам за период 120 лет после начала разработки

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. т	ВНФ, доли ед.	Накопленная закачка, тыс. м ³
1.1	255	22	5147
2	401,8	12,5	4880,3

По результатам сравнения двух основных вариантов было выявлено, что второй вариант более эффективен с технологической точки зрения: накопленная добыча значительно выше, ВНФ ниже, обводненность и темпы ее роста также ниже по второму варианту.

Основные технико-экономические показатели по первому и второму вариантам за 20 лет после начала разработки представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Основные технико-экономические показатели по первому и второму вариантам за 20 лет после начала разработки

Показатели	Вариант	
	1.1	2
Добыча нефти, тыс. т	134	121
Выручка от реализации, млн руб.	1807	1629
Капитальные вложения, млн руб.	218	218
Эксплуатационные затраты, млн руб.	1024	948
ЧДД, млн руб.	302	186,5
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,4	1,3
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	2,4	1,9
Внутренняя норма доходности, %	65,7	29,0
Срок окупаемости, лет	3	5

По результатам расчета экономической эффективности на период 20 лет после начала разработки предпочтительнее вариант 1.1 по причине более высоких темпов отбора в расчетный период. ЧДД по первому варианту составил 302 млн руб. при сроке окупаемости 3 года.

4.2.2 Оценка влияния интервалов перфорации на технологические показатели для выбранного варианта

В результате проведенных расчетов в качестве основного варианта был рекомендован 1.1. Для него были проведены многовариантные расчеты с закачкой и отборами из разных зон. Распределение зон по вариантам представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Распределение интервалов перфорации по вариантам разработки

Добывающие скважины	Перфорация	Нагнетательная скважина		
		весь ствол	верхний интервал	нижний интервал
	весь ствол	1	4	7
	верхний интервал	2	5	8
	нижний интервал	3	6	9

Результаты расчетов по вариантам представлены на рисунках 4.13 и 4.14 и в таблице 4.6.

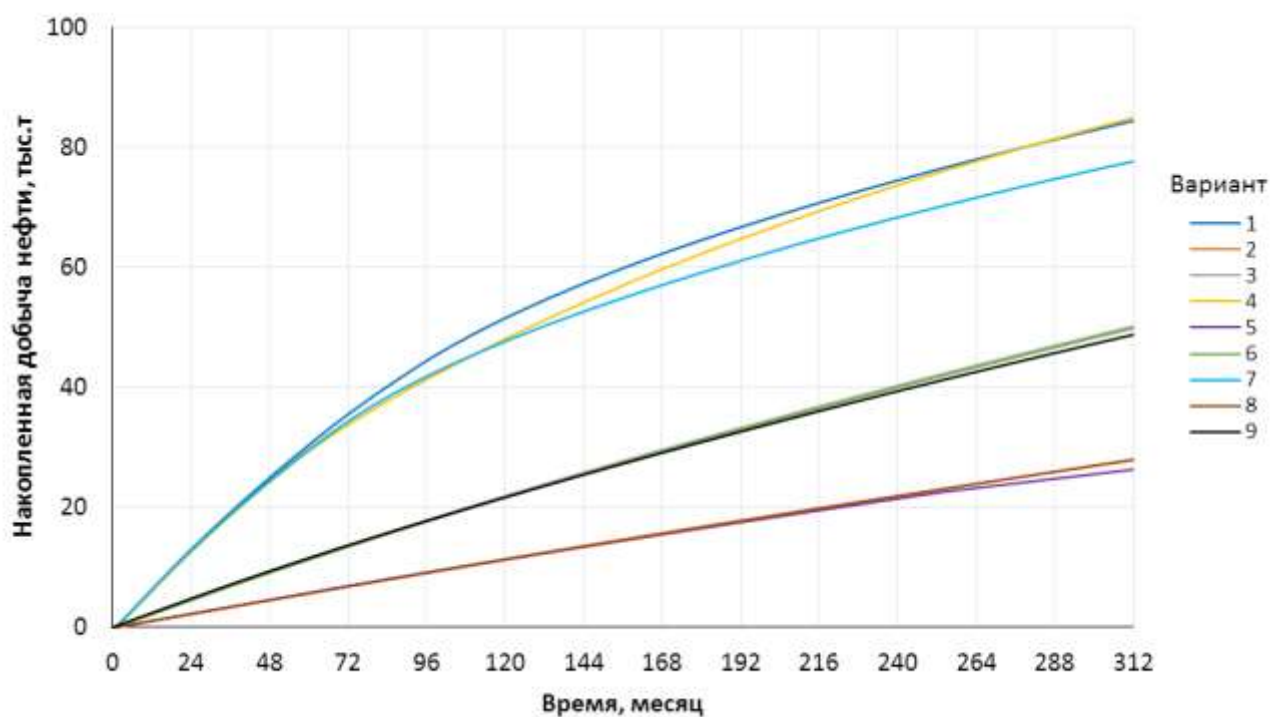


Рисунок 4.13 – Накопленные показатели разработки по вариантам

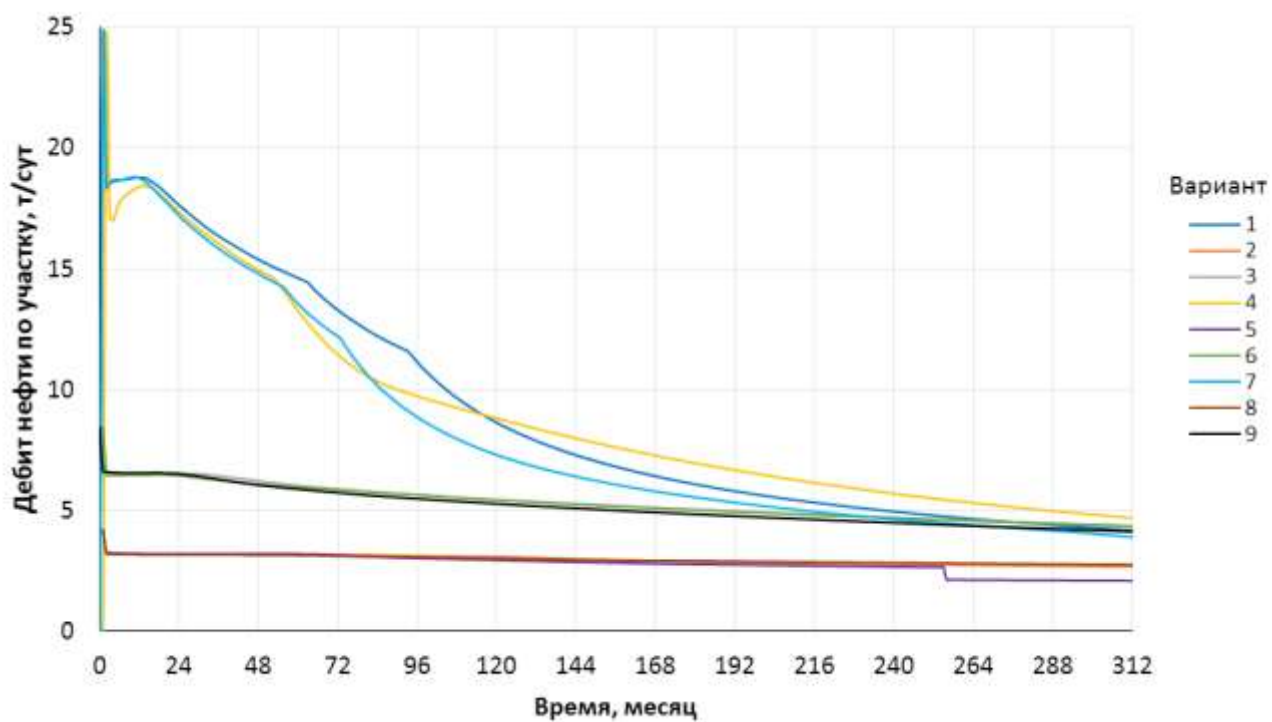


Рисунок 4.14 – Показатели разработки по вариантам

Таблица 4.6 – Технологические показатели по вариантам за период 20 лет после начала разработки

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс.т	ВНФ, д.ед.	Накопленная закачка, тыс.м ³
1	82,8	11,9	1069,1
2	26,9	0,2	31,6
3	48,6	4,7	280,3
4	83,2	9,0	811,6
5	25,5	0,3	33,8
6	48,2	4,8	281,7
7	76,2	14,0	1144,8
8	26,9	0,1	31,0
9	47,1	6,4	351,2

При сравнении рассчитанных вариантов было выявлено, что с точки зрения накопленной добычи нефти наиболее эффективны варианты 1, 4, 7, то есть варианты, при которых в работу подключен весь продуктивный (нефтенасыщенный) интервал добывающих скважины. При этом варианты 7 и 1 характеризуются наибольшими объемами закачки и ВНФ. Таким образом, с точки зрения эффективности работы скважин за первые 25 лет разработки наиболее эффективным является 4 вариант, при котором закачка воды идет в верхний интервал, а отборы в добывающих скважинах по всему интервалу. Накопленная добыча по данному варианту за расчетный период максимальная, ВНФ минимальный. Это можно объяснить наиболее равномерной выработкой запасов в результате снижения преждевременного обводнения скважин.

4.3 Обоснование предлагаемой технологии заводнения на участке геолого-гидродинамической модели башкирского яруса Аканского месторождения

По результатам расчетов тестовой модели был выбран участок в районе скважины 1986. Для повышения достоверности решения поставленной задачи построена геологическая модель с размерами ячеек 5 x 5 м (таблица 4.7, рисунки 4.15 и 4.16).

Таблица 4.7 – Описание ГГДМ

Число блоков сетки по трем направлениям			Горизонтальные размеры блока сетки, м	Вертикальные размеры блока сетки, м	Число активных ячеек модели
NX	NY	NZ			
511	160	606	5 x 5	0,36–0,49	49546560

Распределение параметров по модели приведено на рисунках 4.15–4.16.

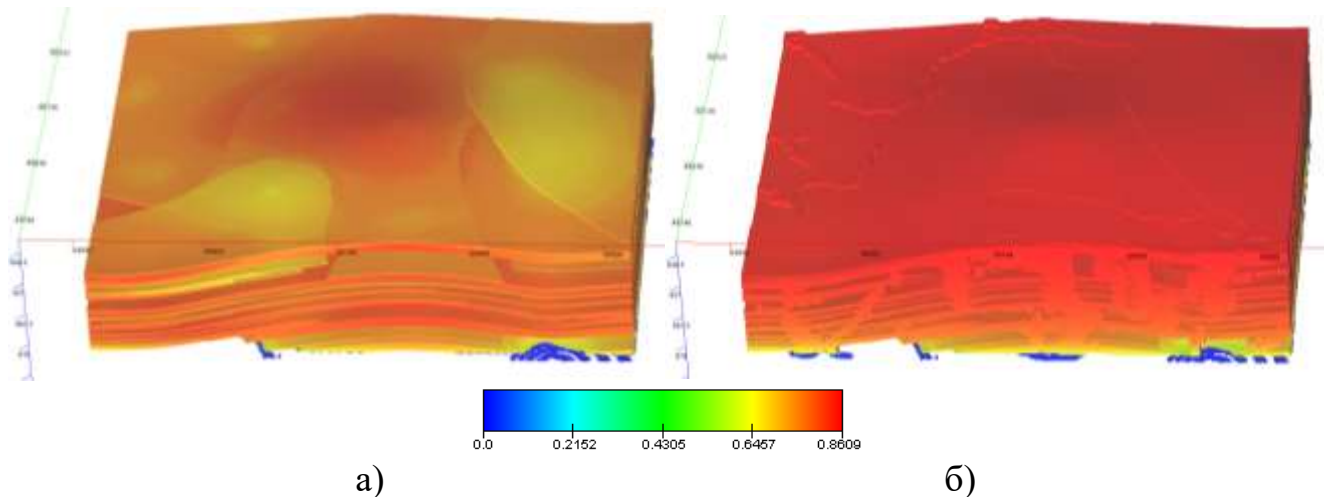


Рисунок 4.15 – Распределение параметра нефтенасыщенность:
а) в матрице; б) в трещинах

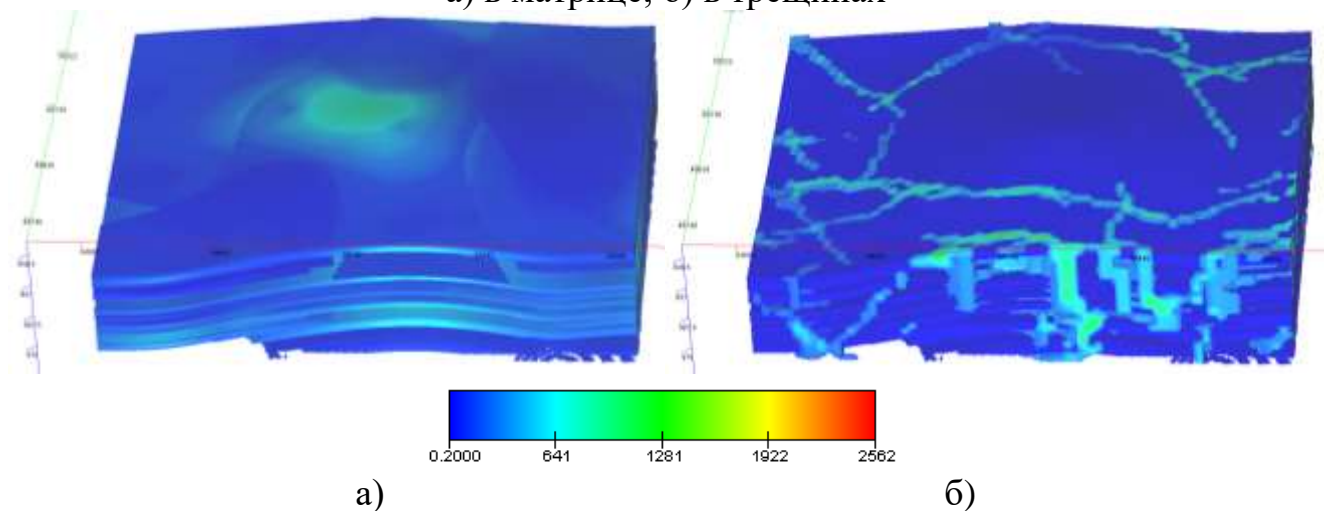


Рисунок 4.16 – Распределение параметра проницаемость:
а) в матрице; б) в трещинах

Следует отметить, что при адаптации модели учёт проведённых исследований свойств системы, описанных в главах 2, 3, позволил получить хорошую сходимость фактических и расчетных показателей. Результаты адаптации фильтрационной модели представлены на рисунках 4.17, 4.18,

отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти от фактических данных на конец периода адаптации составляет соответственно минус 1 % и 0,27 %. Это подтверждает необходимость учёта данных параметров для решения задач повышения эффективности разработки, а также для повышения качества и достоверности ГГДМ.

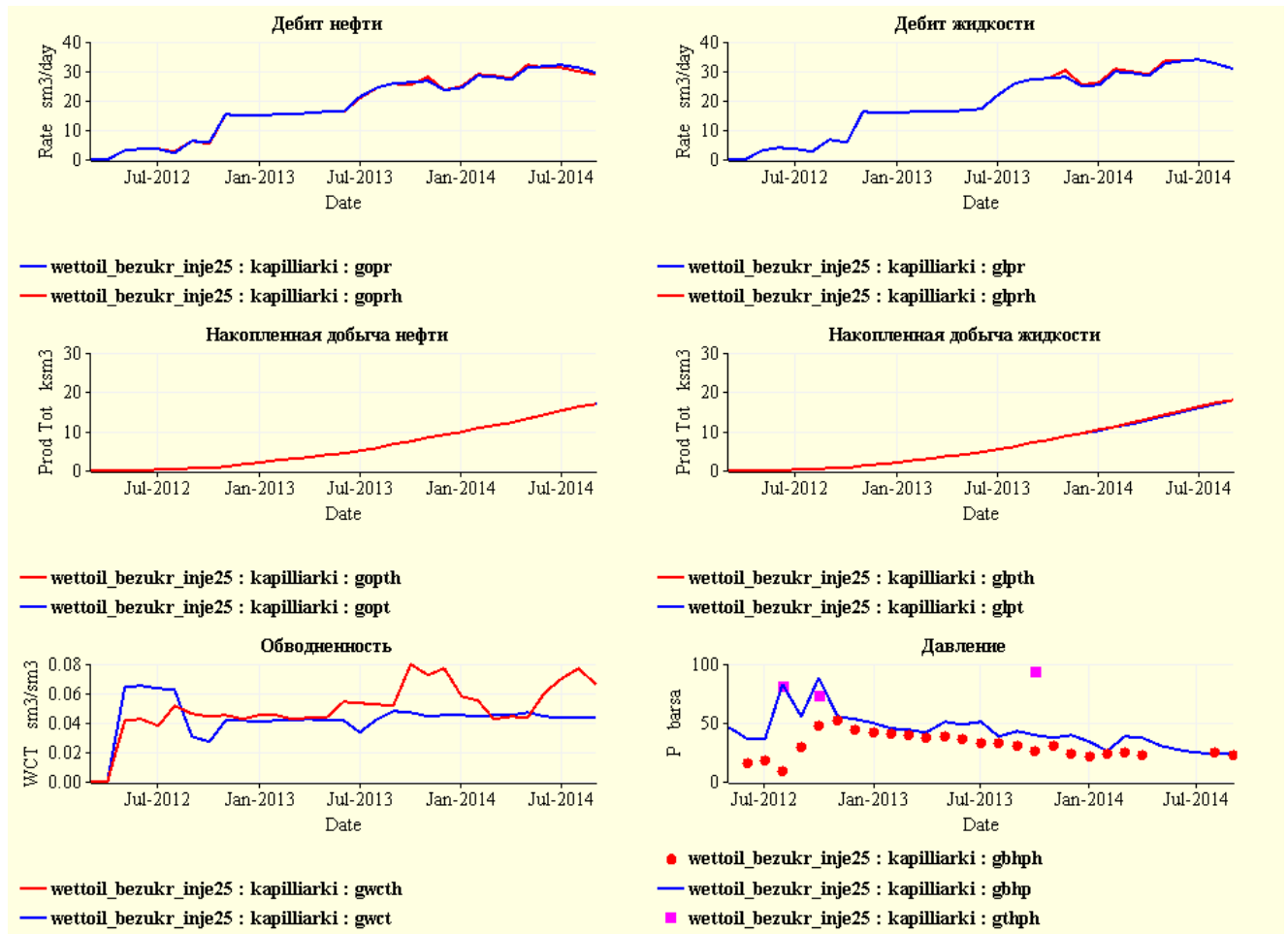


Рисунок 4.17 – Сопоставление расчетных и фактических показателей разработки секторной модели башкирского объекта Аканского месторождения

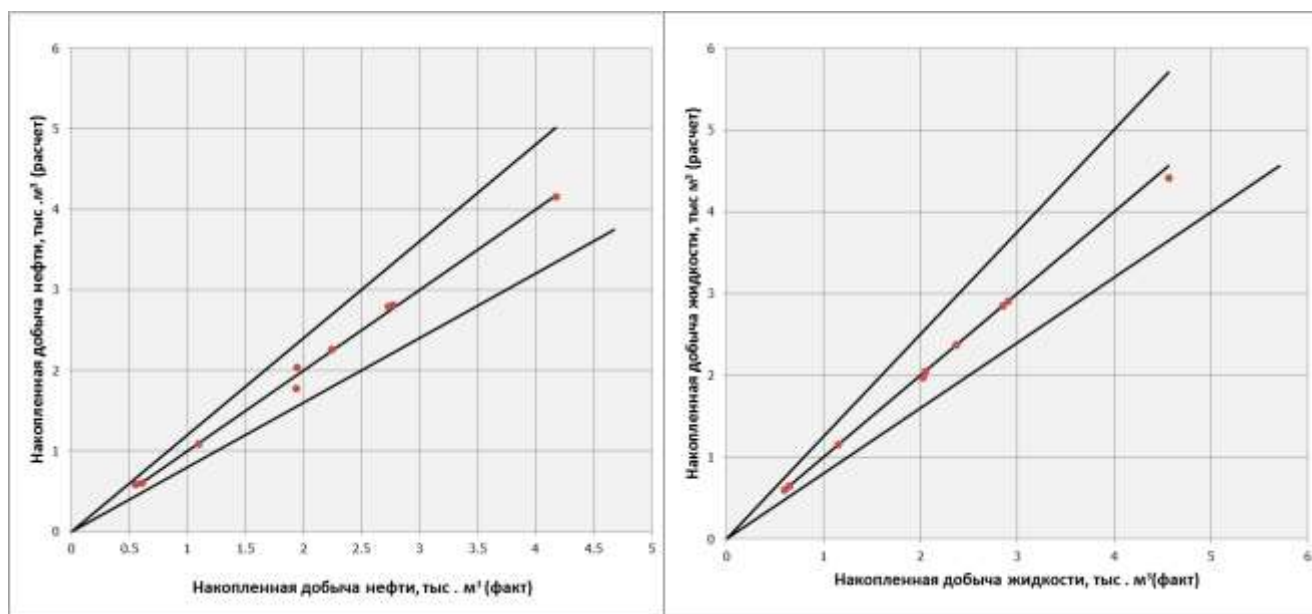


Рисунок 4.18 – Сопоставление накопленных расчетных и фактических показателей добычи нефти и жидкости по скважинам секторной модели башкирского объекта Аканского месторождения

На выбранном участке, на элементе скважины 1986, было рассмотрено три варианта разработки:

- базовый вариант – без организации закачки на участке;
- закачка воды под давлением, равным гидростатическому (107 атм.);
- закачка воды в верхний интервал перфорации согласно наилучшему варианту по результатам тестовых расчетов с начальной компенсацией 100 %.

Динамика технологических показателей по вариантам, полученным по результатам расчета ГГДМ, приведена на рисунке 4.19.

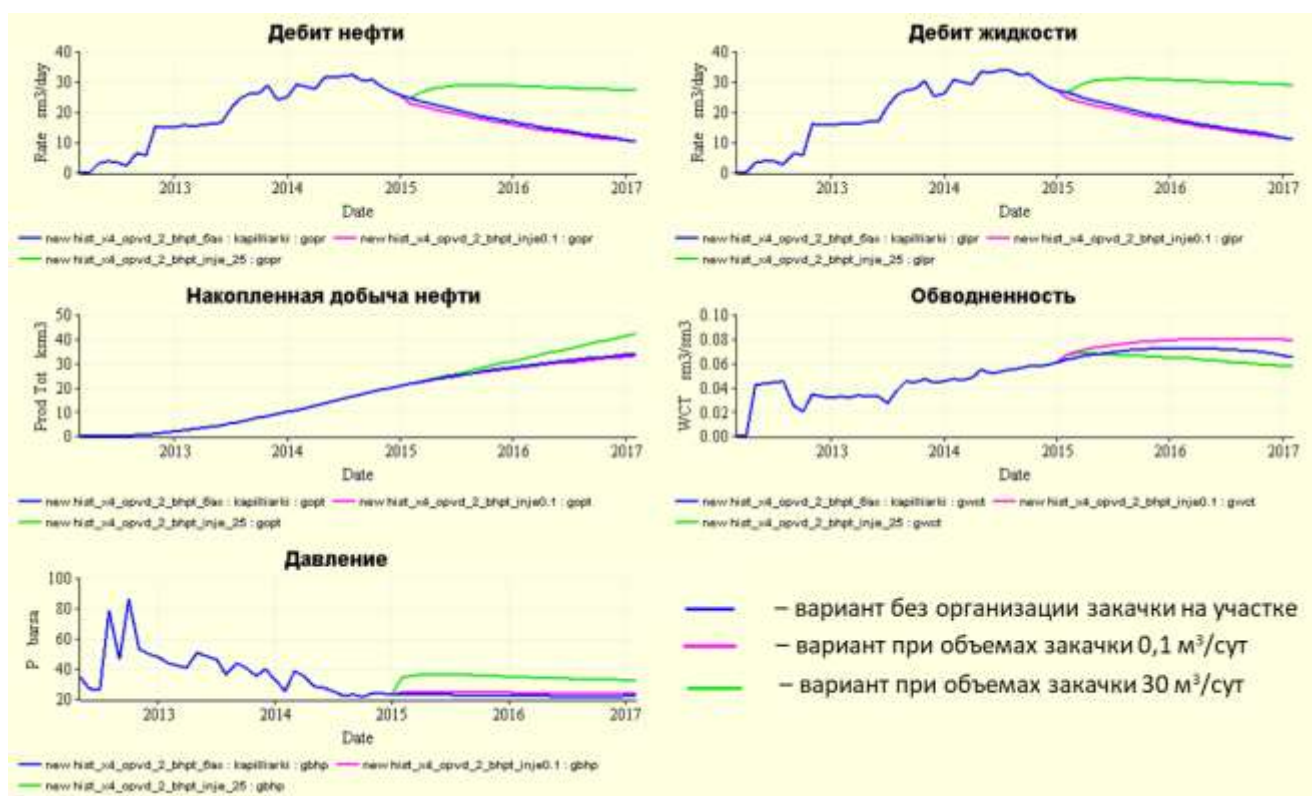


Рисунок 4.19 – Результаты расчета прогнозных вариантов при переводе скважины 1986 под нагнетание

Распределение трассера нагнетаемой воды представлено на рисунке 4.20.

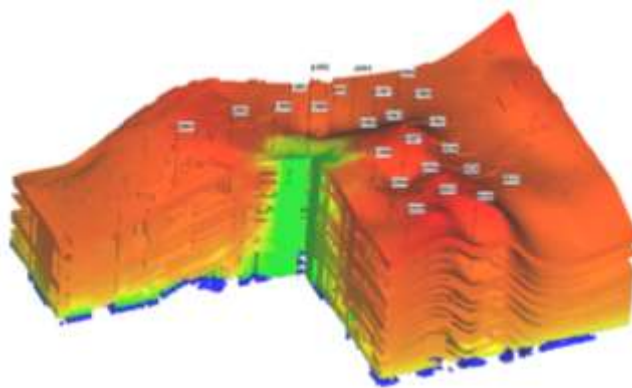


Рисунок 4.20 – Распределение трассера нагнетаемой воды

Исходя из полученных результатов рекомендовано производить закачку воды в скважину при поддержании уровней компенсации в районе 160 %. В результате введения закачки происходит увеличение дебитов по скважинам. При этом суммарный дебит нефти по участку составляет 30 м³/сут.

4.4 Выводы к главе 4

Показано, что интерпретацию результатов индикаторных исследований необходимо производить с использованием данных о расположении зон разуплотнений. По результатам анализа индикаторных исследований можно сделать предположение о том, что на показатели разработки объектов с развитой системой трещинности при организации заводнения оказывает решающее влияние расположение скважин относительно различных трещин. Так, скважины 1922, 1913, 1946 расположены на одной линии распространения кольцевой трещины, вследствие чего время прихода индикатора минимальное [103].

Для оценки влияния зон разуплотнений на показатели работы скважин при организации системы ППД предложено два варианта организации системы ППД на рассматриваемом участке, которые отличались расположением нагнетательных скважин по отношению к типам зон разуплотнений, дополнительно к первому варианту рассмотрены два подварианта.

С учетом проведенных исследований рекомендован вариант с расположением нагнетательной скважины в центре элемента, когда он находится внутри кольцевой трещинности. Показано по результатам расчета экономической эффективности на период 20 лет после начала разработки, что выбранный вариант эффективен по причине более высоких темпов отбора в расчетный период. ЧДД составил 302 млн. руб. при сроке окупаемости 3 года.

Для рекомендованного варианта проведены многовариантные расчеты с закачкой и отборами с различных интервалов перфораций. Показано, что наиболее эффективным является вариант, при котором закачка воды идет в верхний интервал, а отборы в добывающих скважинах по всему интервалу. Обоснована необходимость учёта исследований по выявлению особенностей смачиваемости, описанных во второй главе.

Таким образом, решен полный комплекс задач, связанных с построением, адаптацией, геолого-промысловой оценкой и применением ГДМ с учетом разномасштабных исследований, в том числе полученной автором в рамках диссертационной работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе проведенного анализа структуры запасов, особенностей и проблем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах-башкирского яруса на территории РТ показано, что повышение эффективности нефтеизвлечения достигается основе проведения разномасштабных исследований результатов 3D сейсмических исследований, особенностей смачивания, изменения фильтрационно-емкостных и физических свойств продуктивной системы в процессе разработки и их учете в геолого-гидродинамической модели.

2. На основе моделирования на керновом материале выявлены количественные закономерности изменения смачиваемости пород башкирского яруса Аканского месторождения по глубине залегания пласта. Показано, что смачиваемость закономерно изменяется от смешанного типа до преимущественно гидрофобного с увеличением глубины залегания продуктивного пласта. С использованием гидродинамического моделирования показано, что без учета изменения смачиваемости по глубине залегания продуктивного пласта имеет место завышение результатов расчета технологических показателей разработки до 30 %.

3. Обоснована необходимость учета расположения зон разуплотнений на основе использования результатов интерпретации 3D сейсмических исследований, которые подтверждены результатами интерпретации гидродинамических исследований скважин и результатами исследования керна при бурении горизонтальной скважины с выносом керна по продуктивному горизонту.

4. Разработана методика повышения достоверности гидродинамических расчетов показателей разработки карбонатных коллекторов башкирского яруса, основанная на выявленных закономерностях изменения геолого-физических свойств продуктивной системы и подробного учёта результатов 3D сейсмических исследований.

Разработан алгоритм повышения достоверности гидродинамических расчетов для условий трещинных карбонатных коллекторов, включающий в себя изучение распределения величин смачиваемости по толщине на основе исследования керна, внесение в гидродинамическую модель полученного

распределения, выделение зон преимущественной трещинности по 3D сейсмическим и скважинным ГИС, модификацию базовой модели «двойной проницаемости» детализацией локализации трещин и каверн.

5. Проведены численные исследования влияния расположения скважин относительно зон разуплотнений на эффективность нефтеизвлечения. Получено существенное увеличение технико-экономических показателей разработки по сравнению с базовым вариантом. Для комплексного типа взаиморасположения трещин КИН выше на 0,08, ЧДД выше на 555 млн руб.; для крестообразного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,08, ЧДД выше на 736 млн руб.; для параллельного типа взаиморасположения трещин КИН ниже на 0,06, ЧДД выше на 795 млн руб.

6. Проведена оценка влияния выявленного расположения зон разуплотнений на показатели разработки по результатам фактического бурения скважин. Использование нового подхода к подбору участков для бурения скважин позволило увеличить среднюю накопленную добычу нефти, приходящуюся на скважину, на 20 % за период эксплуатации 21 месяц.

7. Обоснован и рекомендован выбор участка для организации системы поддержания пластового давления на основе результатов численных исследований, проведенных с учетом разномасштабных исследований, и разработанного способа повышения достоверности гидродинамического моделирования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БГС – боковой горизонтальный ствол
ВНК – водонефтяной контакт
ВНФ – водонефтяной фактор
ВС – вертикальная скважина
ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель
ГДИС – гидродинамические исследования скважин
ГДМ – гидродинамическая модель
ГИС – геофизические исследования скважин
ГС – горизонтальная скважина
ГК – гамма-каротаж
ГТМ – геолого-технические мероприятия
КВД – метод кривой восстановления давления
КИН – коэффициент извлечения нефти
КС – каротаж сопротивлений
МВ – Мелекесская впадина
МЗГС – многозабойная горизонтальная скважина
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ОПР – опытно-промышленные работы
ОФП – относительные фазовые проницаемости
ППД – поддержание пластового давления
ПС – потенциалы самопроизвольной поляризации
ПСС – плотность сетки скважин
РТ – Республика Татарстан
СЗ – стационарное заводнение
СТС – Северо-Татарский свод
ТИЗ – текущие извлекаемые запасы
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФХС – физико-химические свойства

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЮТС – Южно-Татарский свод

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений [Текст] : в 2 т. Т. 1 / Р.Х Муслимов [и др.]. – Казань : Фэн АН РТ, 2007. – 315 с. + ил.
- [2] Хисамов, Р.С. Увеличение продуктивности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений [Текст] / Р.С. Хисамов, М.Х. Мусабилов, А.Ф. Яртиева. – Казань : Ихлас, 2015. – 191 с.
- [3] Морозов, В.П. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан : Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона [Текст] / В.П. Морозов, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин. – Казань : ПФ Гарт, 2008. – 181 с.
- [4] Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа [Текст] / К.И. Багринцева. – М. : ВНИГНИ, 1999. – 283 с. + рис.
- [5] Гмид, Л.П. Атлас карбонатных пород-коллекторов [Текст] / Л.П. Гмид, С.Ш. Леви ; под ред. Е.М. Смехова. – Л. : Недра, Ленингр. отделение, 1972. – 80 с. : 46 л. табл. – (Тр. / ВНИГРИ ; вып. 313).
- [6] Закономерности размещения карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа : опыт методических исследований [Текст] / ВНИГРИ. – Л. : Недра, 1977. – 120 с.
- [7] Дмитриевский, А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов [Текст] / А.Н. Дмитриевский. – М. : Недра, 1982. – 230 с.
- [8] Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф.И. Котяхов. – М. : Недра, 1977. – 288 с.
- [9] Кузнецов, В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли [Текст] / В.Г.Кузнецов. – М. : Геос, 2003. – 262 с.

- [10] Кузнецов, В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / В.Г. Кузнецов. – М. : Недра, 2007. – 511 с.
- [11] Кузнецов, В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений [Текст] / В.Г. Кузнецов. – М. : Недра, 1992. – 239 с.
- [12] Киркинская, В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа [Текст] / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л. : Недра, Ленингр. отделение, 1981. – 255 с.
- [13] Смехов, Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа [Текст] / Е.М. Смехов. – Л. : Недра, 1974. – 200 с.
- [14] Смехов, Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы [Текст] / Е.М. Смехов. – Л. : Гостоптехиздат, 1961. – 146 с. : схемы. – (Тр. / ВНИГРИ ; вып. 172).
- [15] Смехов, Е.М. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа [Текст] / Е.М. Смехов, Т.В. Дорофеева. – Л. : Недра, Ленингр. отделение, 1987. – 96 с.
- [16] Aguilera, R. Geologic aspects of naturally fractured reservoirs explained [Text] / R. Aguilera, H.K. van Poollen // Oil and Gas journal. – 1978. – Vol. 76, № 51. – P. 47-51.
- [17] Карбонатные породы. Т. 2. Физико-химическая характеристика и методы исследования [Текст] / под ред. Дж. Чилингара, Г. Бисселла, Р. Фэйрбриджа ; пер. с англ. П.П. Смолина и С.С. Чекина под ред. и с предисл. В.Н. Холодова. – М. : Мир, 1971. – 267 с. – (Науки о Земле ; т. 30).
- [18] Голф-Рахт Т.Д., Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Пер. с англ. под ред. Ковалева А.Г. М.: Недра, 1986 - 608 с..

- [19] Уилсон, Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории [Текст] / Дж.Л. Уилсон ; пер. с англ. А.С. Арсанова, Н.П. Григорьева, Б.В. Ермакова ; под ред. В.Т. Фролова. – М. : Недра, 1980. – 463 с.
- [20] Диагенез и катагенез осадочных образований [Текст] / под ред. Г. Ларсена, Дж. В. Чилингара. – М. : Мир, 1971. – 465 с. – (Науки о Земле ; т. 36).
- [21] Пэк, А.В. Трещинная тектоника и структурный анализ [Текст] / А.В. Пэк. – М. ; Л. : АН СССР, 1939. – 152 с.
- [22] Карбонаты. Минералогия и химия [Текст] / под ред Р.Дж. Ридера ; пер. с англ. П.П. Смолина. – М. : Мир, 1987. – 496 с.
- [23] Хайрединов, Н.Ш. Классификация карбонатных коллекторов Татарии [Текст] / Н.Ш. Хайрединов // Геология, разработка нефтяных месторождений, гидродинамика и физика пласта : тр. / ТатНИПИнефть. – Казань, 1973. – Вып. 24. – С. 77-84.
- [24] Детальная стратификация отложений каменноугольной системы востока Татарии [Текст] / А.Р. Кинзикеев [и др.] // Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта : тр. / ТатНИИ. – Л. : Недра, 1964. – Вып. 6. – С. 95-108.
- [25] Козина, Е.А. Условия формирования и закономерности размещения карбонатных пород-коллекторов турнейского яруса нижнего карбона юго-востока Татарии [Текст] : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.21 / Е.А. Козина ; ВНИГРИ. – Л., 1978. – 20 с.
- [26] Козина, Е.А. Влияние вещественного состава и структуры карбонатных пород на их коллекторскую характеристику [Текст] / Е.А. Козина, Н.Ш. Хайрединов // Геология, разработка нефтяных месторождений, физика и гидродинамика пласта : тр. / ТатНИПИнефть. – Казань, 1973. – Вып. 22. – С. 69-74.
- [27] Нурмухаметов, Р.С. Исследование и разработка технологии повышения эффективности нефтеизвлечения из трещинно-поровых коллекторов [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 /

- Р.С. Нурмухаметов ; НГДУ «Лениногорскнефть» ОАО «Татнефть» ; науч. рук. д-р техн. наук Н.И. Хисамутдинов. – Бугульма, 2001. – 21 с.
- [28] Кольчугин, А.Н. Литогенетические признаки карбонатных отложений турнейского и башкирского ярусов на юго-востоке Татарстана [Текст] : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.06 / А.Н. Кольчугин ; науч. рук. д-р геол.-минерал. наук, доц. В.П. Морозов ; К(П)ФУ. – Казань, 2010. – 24 с.
- [29] Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана [Текст] / Р.С. Хисамов [и др.]. – Казань : Фэн АН РТ, 2010. – 283 с.
- [30] Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных [Текст] / В. Орре [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – Т. 24, № 2 (лето). – С. 36-55.
- [31] Калмыков, А.В. Гидродинамическое изучение и моделирование особенностей разработки залежей нефти в турнейских и башкирских отложениях [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А.В. Калмыков ; ООО НПО «Нефтегазтехнология» ; науч. рук. д-р техн. наук И.Н. Хакимзянов. – Бугульма, 2015. – 22 с.
- [32] Абдулмазитов, Р.Г. Проблемы и методы разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах Татарстана [Текст] / Р.Г. Абдулмазитов, Н.З. Ахметов // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти : тр. 12-го Европейского симпозиума, Казань, 8-10 сент. 2003 г. – Казань, 2003. – С. 505-507.
- [33] Хамидуллин, Ф.Ф. Физико-химические свойства и составы пластовых нефтей при дифференциальном разгазировании на месторождениях Республики Татарстан [Текст] : справочник / Ф.Ф. Хамидуллин, И.И. Амерханов, Р.А. Шаймарданов. – Казань : Мастер Лайн, 2000. – 344 с.

- [34] Извлечение нефти из карбонатных коллекторов [Текст] / М.Л. Сургучев [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 230 с.
- [35] Основы смачиваемости [Текст] / В. Абдалла [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19, № 2 (лето). – С. 54-75.
- [36] ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород [Текст] / Миннефтепром СССР. – М., 1985. – 14 с.
- [37] Абдулмазитов, Р.Г. Оценка оптимальности сетки скважин по залежам нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов // Проблемы наиболее полного извлечения нефти из недр Татарии : тез. докл. науч.-техн. конф. – Альметьевск, 1987. – С. 72-74.
- [38] Аширов, К.Б. О критериях, определяющих работу матриц при разработке плотных, трещиноватых пластов [Текст] / К.Б. Аширов // Геология и разработка нефтяных месторождений : тр. / Гипровостокнефть. – М. : Недра, 1967. – Вып. 11. – С. 37-39.
- [39] Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах [Текст] / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М. : Недра, 1984. – 211 с.
- [40] Викторин, В.Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам [Текст] / В.Д. Викторин, Н.А. Лыков. – М. : Недра, 1980. – 202 с.
- [41] Басниев, К.С. Подземная гидромеханика [Текст] : учеб. для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М. : Недра, 1993. – 416 с.
- [42] Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] : учеб. для вузов / Ш.К. Гиматудинов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1971. – 309 с.

- [43] Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений [Текст] : учебник для вузов / Ю.П. Желтов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1998. – 365 с.
- [44] Фазлыев, Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений [Текст] / Р.Т. Фазлыев. – М. : Недра, 1979. – 255 с.
- [45] Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст] / В.Е. Гавура. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – 494 с.
- [46] Галеев, Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья [Текст] / Р.Г. Галеев ; Акад. горных наук, АО «Татнефть». – М. : КУБК-а, 1997. – 351 с.
- [47] Дияшев, Р.Н. Модели карбонатных коллекторов месторождений Татарии [Текст] / Р.Н. Дияшев, Н.Х. Мусабирова // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 9. – С. 43-48.
- [48] Дмитриевский, А.Н. Вытеснение газа водой из трещиновато-пористых коллекторов [Текст] / А.Н. Дмитриевский, С.Н. Закиров, А.Н. Шандрыгин // Доклады АН СССР. – 1990. – Т. 310, № 6. – С. 1421-1425.
- [49] О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов [Текст] / В.И. Колганов, А.А. Фомина, С.В. Демин, А.Ю. Морозов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 66-70.
- [50] Щелкачев, В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта [Текст] / В.Н. Щелкачев. – М. : Нефть и газ, 2004. – 607 с.
- [51] Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering [Text] / eds. T.D. Van Golf-Racht. – Amsterdam : Elsevier, 1982. – 732 p.
- [52] Mattax, C.C. Reservoir simulation [Text] / C.C. Mattax, R.L. Dalton. – Richardson, Texas : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1990. – 174 p. – (SPE Monograph series ; vol. 13).

- [53] Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах [Текст] / И.Д. Амелин [и др.]. – М. : Секретариат СЭВ, 1991. – 151 с.
- [54] Лебединец, Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами [Текст] / Н.П. Лебединец. – М. : Недра, 1997. – 397 с.
- [55] Лысенко, В.Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений [Текст] / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М. : Недра-бизнесцентр, 2001. – 561 с.
- [56] Кольчугин, А.Н. Критерии выделения зон древних и современных ВНК в карбонатных породах-коллекторах [Текст] / А.Н. Кольчугин, В.П. Морозов, Э.А. Королев // Материалы итоговой конференции научно-исследовательской деятельности КГУ, 2006 год. – Казань : Изд-во КГУ, 2007. – С. 80-81.
- [57] Морозов, В.П. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона [Текст] / В.П. Морозов, Е.А. Козина. – Казань : ПФ Гарт, 2007. – 200 с. + табл.
- [58] Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст] : учеб. пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.
- [59] Проблемы и пути эффективного освоения залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины [Текст] / Р.Х. Ахметзянов [и др.] // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка). Нефть и битумы : сб. тр. Междунар. конф., 4-8 окт. 1994 г., Казань : в 6 т. – Казань, 1994. – Т. 6. – С. 1879-1886.
- [60] Мухаметшин, Р.З. Зависимость коллекторских свойств карбонатных пород от условий седиментации [Текст] / Р.З. Мухаметшин // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – № 11. – С. 16-19.

- [61] Мухаметшин, В.Ш. Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 26-29.
- [62] Совершенствование систем разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах [Текст] / Р.Х. Муслимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 10. – С. 25-28.
- [63] Муслимов, Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань : Фэн АН РТ, 2009. – 727 с.
- [64] Бан, Акош. Об основных уравнениях фильтрации в сжимаемых пористых средах [Текст] / А. Бан, К.С. Басниев, В.Н. Николаевский // Прикладная механика и техническая физика. – 1961. – № 3. – С. 52-55.
- [65] Минский, Е.М. О турбулентной фильтрации в пористых средах [Текст] / Е.М. Минский // Доклады АН СССР. – 1951. – Т. 78, № 3. – С. 409-413.
- [66] Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием [Текст] / Ю.М. Молокович [и др.]. – Казань : РегентЪ, 2000. – 156 с.
- [67] Наказная, Л.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах [Текст] / Л.Г. Наказная. – М. : Недра, 1972. – 184 с.
- [68] Обобщение результатов опытно-промышленных работ по заводнению карбонатных отложений месторождений ОАО «Татнефть» и их адаптация к условиям Аканского месторождения [Текст] / рук.: В.В. Ахметгареев; ТатНИПИнефть ; ЗАО «Предприятие Кара Алтын». - Бугульма, 2014. – 140 с.
- [69] Гавура, А.В. Исследование влияния геолого-физических и технологических факторов на нефтеотдачу карбонатных коллекторов

- при заводнении [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1981. – 22 с.
- [70] Насыбуллин, А.В. Совершенствование системы разработки залежей нефти в трещинно-поровых коллекторах на основе гидродинамического моделирования [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А.В. Насыбуллин ; ТатНИПИнефть ; науч. рук. д-р техн. наук, акад. АН РТ Р.Р. Ибатуллин. – Бугульма, 2005. – 28 с.
- [71] Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами в АНК «Башнефть» [Текст] : отчет о НИР / Е. Лозин [и др.] ; БашНИПИнефть. – Уфа, 1998. – 198 с.
- [72] Опыт разработки карбонатных пластов в Ставрополье [Текст] / Г.Н. Чепак [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 9. – С. 41-45.
- [73] Евдокимов, А.М. Совершенствование методов регулирования разработки залежей нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с водонефтяными зонами [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А.М. Евдокимов ; ОАО «Татнефть» ; науч. рук. д-р геол.-минерал. наук, проф. Р.С. Хисамов. – Бугульма, 2011. – 25 с.
- [74] Хамидуллин, М.М. Повышение эффективности разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов (на примере разработки залежей 302-303 Ромашкинского месторождения) [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / М.М. Хамидуллин ; ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть». – Бугульма, 2006. – 24 с.
- [75] Нурмухаметов, Р.С. Опыт разработки карбонатных коллекторов в НГДУ «Лениногорскнефть» на примере залежей №№ 301-303 Ромашкинского месторождения [Текст] / Р.С. Нурмухаметов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 2. – С. 8-13.
- [76] Нурмухаметов, Р.С. Результаты проведения опытно-промышленных работ в карбонатных коллекторах залежей нефти № 301, 302 и 303 Ромашкинского месторождения НГДУ «Лениногорскнефть» [Текст] /

Р.С. Нурмухаметов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 1. – С. 31-34.

- [77] Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях [Текст] : автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» ; науч. конс. д-р. техн. наук, проф. Р.Р. Ибатуллин. – Уфа, 2012. – 48 с.
- [78] Муслимов, Р.Х. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии [Текст] / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов. – Казань : Таткнигоиздат, 1989. – 136 с.
- [79] Андреев, Д.В. Повышение эффективности разработки карбонатных порово-трещинных коллекторов нестационарным гидродинамическим воздействием [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Д.В. Андреев ; ООО НПО «Нефтегазтехнология» ; науч. рук. канд. техн. наук И.Н. Хакимзянов. – Бугульма, 2011. – 16 с.
- [80] Яртиева, А.Ф. Применение горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана [Текст] / А.Ф. Яртиева, Р.Т. Фазлыев, Л.М. Миронова. – М. : ВНИИОЭНГ, 2008. – 153 с.
- [81] Определение трещиноватости в карбонатных отложениях с целью выбора оптимального заложения горизонтальных скважин [Текст] / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова, Н.А. Бадуртдинова, А.Н. Мартынов, Е.Н. Дулаева // Георесурсы. – 2013. – № 4. – С. 58-64.
- [82] Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана [Текст] / И.Н. Хакимзянов [и др.]. – Казань : Фэн АН РТ, 2014. – 239 с.

- [83] Опыт применения регулярной системы заводнения в сочетании с горизонтальной технологией в карбонатных отложениях кизеловского горизонта Республики Татарстан [Текст] / Р.Г. Ханнанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 64-67.
- [84] Базив, В.Ф. Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением [Текст] / В.Ф. Базив. – М. : ВНИИОЭНГ, 2007. – 393 с.
- [85] Некоторые проблемы разработки сложнопостроенных залежей нефти горизонтальными скважинами [Текст] / Г.Ф. Кандаурова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 38-41.
- [86] Babu, D.K. Flow capabilities horizontal wells [Text] / D.K Babu, A.S.Odeh // Journal of Petroleum Technology. – 1989. – Vol. 41, № 9. – P. 914-915.
- [87] Joshi, S.D. Cost / Benefits of horisontal wells [Text] / S.D. Joshi // SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, 19-24 May 2003, Long Beach, California. – USA, 2003. – 9 p. – SPE-83621-MS.
- [88] Струкова, Н.А. Геолого-промысловое обоснование систем разработки с заводнением для залежей нефти повышенной вязкости в карбонатных коллекторах : (на примере Чутырско-Киенгопского месторождения Удмуртской АССР) [Текст] : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: (04.00.17) / Н.А. Струкова. – Ижевск, 1983. – 23 с.
- [89] Валитов, М.З. Выбор оптимальных систем разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам Северо-Западной Башкирии [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.315 / М.З. Валитов ; УфНИИ ; науч. рук. д-р техн. наук, проф. М.М. Саттаров. – Уфа, 1970. – 13 с.
- [90] Тронов, В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений [Текст] / В.П. Тронов. – Казань : Фэн АН РТ, 2004. – 582 с.

- [91] Желтов, Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев. – М. : Нефть и газ, 1997. – 255 с.
- [92] Распопов, А.В. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти [Текст] / А.В. Распопов, А.А. Щипанов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 97-99.
- [93] Ремеев, М.М. Исследование влияния изменения пластового давления на фильтрационные свойства карбонатных пород-коллекторов месторождений Республики Татарстан [Текст] / М.М. Ремеев // Сборник тезисов докладов семинара молодых специалистов секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений» / ТГРУ ОАО «Татнефть». – Казань : Ихлас, 2015. – С. 73-74.
- [94] Производство полного комплекса анализа кернa по месторождениям и площадям ОАО « Татнефть » в 2010 году в рамках программы ГРР [Текст] : отчёт по заказу-наряду № 10.3845.10 / рук.: К.М. Мусин, А.В. Фомичёв ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2010. – Кн. 1. – 199 с. ; кн. 2. – 159 с.
- [95] Производство полного комплекса анализа кернa по месторождениям и площадям ОАО « Татнефть » в 2011 году в рамках программы ГРР [Текст] : отчёт по заказ-наряду № 11.5294.11 / рук. К.М. Мусин ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2011. – Кн. 1. – 99 с. ; кн. 2. – 281 с.
- [96] Производство полного комплекса анализа кернa по месторождениям и площадям ОАО « Татнефть » в 2008 году в рамках программы ГРР [Текст] : отчёт по заказ-наряду № 08.3050.08 / рук. К.М. Мусин ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2008. – Кн. 1. – 298 с. ; кн. 2. – 202 с.
- [97] Изучение смачиваемости карбонатных коллекторов на основе трехмерного геолого-технологического моделирования [Текст] / Л.К. Хабирова [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 7. – С. 26-31.

- [98] Тиаб, Джеббар. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов [Текст] / Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон ; пер. с англ. М.Д. Углова, под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. – М. : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – (Промышленный инжиниринг).
- [99] Исследование влияния изменения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса Аканского месторождения [Текст] / О.С. Сотников, М.М. Ремеев, Л.К. Хабирова, К.М. Мусин, М.П. Круглов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть.– 2015. – С. 26
- [100] Основные подходы к учету 3D сейсмических исследований при построении геолого-гидродинамических моделей [Текст] / З.А. Лощева, Л.К. Хабирова, С.Г. Агафонов, И.И. Бакиров, Р.И. Мухаметвалеев // Тезисы в сборнике докладов IV научно-практическая конференция "Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений", Москва. – 2013. – С. 17.
- [101] **Пат. 2599650 Российская Федерация, МПК⁷, Е 21 В 47/00, G 01 V 5/14.** Способ определения наличия интервалов трещин и их характеристик в пластах, пересекаемых скважиной [Текст] / Агафонов С.Г., Лощева З.А., Хабирова Л.К., Ганиев Т.И., Музалевская Н.В. ; патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2015140088/03 ; заявл. 21.09.2015 ; опубл. 10.10.2016, Бюл. № 28.
- [102] Обоснование необходимости учета зон разуплотнений при размещении скважин в карбонатных коллекторах [Текст] / З.А. Лощева, Л.К. Хабирова, Т.И. Ганиев, Р.К. Хайртдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 62-68.

- [103] Оценка влияния зон распространения трещиноватости на показатели работы скважин при организации закачки для условий башкирского объекта Аканского нефтяного месторождения на основе геолого-гидродинамического моделирования [Текст] / Л.К. Хабирова, З.А. Лощева, Т.Б. Бравичева, Т.И. Ганиев, Р.К. Хайртдинов, А.И. Саттаров // Нефтепромысловое дело. –2018. – №8. – С.9-16.
- [104] Пат. 2 590 106 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/20 (2006.01), E21B 43/30 (2006.01) Способ разработки залежи с трещиноватыми коллекторами [Текст] / С.Г. Агафонов, З.А. Лощева, Л.К. Хабирова, Т.И. Ганиев; заявитель и патентообладатель Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина. – №2015140087/03; заявл. 21.09.2015 ; опубл. 20.08.2016 Бюл. № 23. – 7с.: ил.