

На правах рукописи



ТОМИЛОВ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА
НА ФОРМИРОВАНИЕ, ПОИСКИ И РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2017

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

Научный руководитель: **Попов Иван Павлович**
доктор геолого-минералогических наук,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», профессор, г. Тюмень.

**Официальные
оппоненты:** **Бочкарев Анатолий Владимирович**
доктор геолого-минералогических наук,
«Российский государственный университет нефти и
газа имени И. М. Губкина», профессор, г. Москва.

Глухманчук Евгений Дмитриевич
кандидат геолого-минералогических наук,
ООО «Центр геологического моделирования»,
генеральный директор, г. Ханты-Мансийск.

Ведущая организация: **ООО «Газпром геологоразведка»**, г. Тюмень.

Защита диссертации состоится 30 мая 2017 г. в 16:00 на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 на базе Тюменского индустриального университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72 и на сайте ТИУ www.tyuiu.ru.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2-х экземплярах, просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05.

Факс: 8 (3452) 39-03-46, e-mail: t_v_semenova@list.ru.

Автореферат диссертации разослан 15 апреля 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Семенова Татьяна Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Возрастающее несоответствие между реальным сложным геологическим строением разрабатываемых месторождений и традиционными представлениями о структуре залежей, пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характере насыщения пород значительно снижает эффективность поисково-разведочных работ, достоверность оценки запасов, обоснование технологических показателей разработки, приводит к росту непроизводительных затрат, увеличению объемов трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), низким коэффициентам нефте- и газоотдачи. Это объясняется тем, что в нефтегазовой геологии и разработке месторождений недостаточно учитывается влияние разломно-блоковой тектоники на формирование залежей, их поиски и разработку. Многие исследователи разделяют это мнение, но в оценке её воздействия на процессы, протекающие в продуктивных толщах остается много нерешенных вопросов.

Степень ее разработанности. Многие ученые В. П. Гаврилов, А. Н. Дмитриевский, И. М. Шахновский, Р. М. Бембель, Н. П. Запивалов, Б. А. Соколов, Р. Х. Муслимов и др. признают, что разломно-блоковая тектоника способствует разуплотнению пород, развитию зон деструкции, формированию узлов нефтегазонакопления, вертикальной миграции флюидов и это подтверждается термобарическими и геохимическими аномалиями. Однако, проблема учета её проявлений в практике нефтегазовой геологии и разработке месторождений изучена недостаточно.

Цель исследования. Обоснование геологической модели залежей, совершенствование методики поисково-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа с учетом тектонического фактора.

Задачи исследования:

1. Определить роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов (УВ);
2. Исследовать влияние тектонического фактора на ФЕС коллекторов;
3. Выявить причины формирования ТРИЗ;
4. Обосновать фильтрационно-емкостную и гидродинамическую модель залежей УВ;
5. Усовершенствовать методику поисково-разведочных работ;
6. Создать флюидодинамическую концепцию разработки месторождений УВ.

Научная новизна:

1. Установлено, что в продуктивных пластах, независимо от литологии, УВ содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, имеющими тектоническое происхождение. Наличие обменных процессов между двумя средами обуславливает развитие трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов.

2. Превалирующее распространение вертикальной трещиноватости объединяет многопластовые месторождения в единую гидродинамическую систему, а создание значительных депрессий или внедрение заводнения нарушает обменные процессы между средами, приводит к первоочередной выработке (в том числе межпластовым перетокам), обводнению трещинной емкости и формированию ТрИЗ в поровых коллекторах.

3. Учет тектонического фактора расширяет перспективы поисков месторождений нефти и газа и объясняет механизм формирования неструктурных залежей.

4. Впервые предложены новые технологии, обеспечивающие одновременную выработку трещинной и поровой емкостей, достижение максимальных коэффициентов нефте– газо– и конденсатоотдачи, уменьшения объемов ТрИЗ и непроизводительных затрат.

Теоретическая и практическая значимость работы. Выявлена определяющая роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей нефти и газа, их поисках и разработке, что расширяет перспективы открытия месторождений в пределах всей земной коры, а не только в её осадочном чехле и будет способствовать продлению “нефтяной и газовой эры” в экономике страны.

Методология и методы исследования. Комплексирование данных сейсморазведки, геолого-промыслового моделирования, геофизических данных и анализа разработки месторождений.

Защищаемые положения:

1. Методика дифференциации продуктивных отложений по ФЕС, подтверждающая универсальность фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей, причины формирования ТрИЗ, необходимость её использования в нефтегазовой геологии и разработке месторождений нефти и газа.

2. Разломно-блоковая тектоника обуславливает развитие зон деструкции, вертикальную миграцию УВ, формирование залежей в различных по литологии породах. Совершенствование методики поисково-разведочных работ путем применения современных типов инверсии сейсмических данных (3D) в комплексе с дистанционными методами позволяет выявлять пропущенные, а также наиболее перспективные участки для поисков и разработки залежей нефти и газа.

3. Обоснование флюидодинамической концепции разработки месторождений способствует эффективному использованию пластовой энергии, достижению более высоких коэффициентов нефте– газо– и конденсатоотдачи, снижению объемов ТриЗ.

Степень достоверности результатов. Обоснованная фильтрационно-емкостная и гидродинамическая модель месторождений подтверждается промысловыми данными (по зависимостям геолого-промысловых параметров от показателя скин-эффекта и скин-эффекта от депрессии), показателями разработки (текущие и накопленные отборы нефти, закачки воды, обводненности), по трассерным и геохимическим исследованиям, а также данным сейсморазведки и лабораторным исследованиям керна.

Апробация результатов работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на конференциях различного уровня:

– Конкурсе студенческих научных работ, посвященного памяти профессора В.И.Муравленко, г. Тюмень, 2011 г.

– Студенческой академии наук, ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2011-2013 гг.

– Региональной научно-практической конференции “Новые технологии топливно-энергетического комплекса-2012”, г. Сургут, 2012 г.

– VI Международной научно-практической конференции “Тенденции и перспективы развития современного научного знания”, г. Москва, 2013 г.

– Научно-практической конференции с международным участием “Науки о Земле: современное состояние и приоритеты развития”, ОАЭ, г. Дубай, 2013 г.

– II научно-практической конференции с международным участием “Науки о Земле: современное состояние и приоритеты развития”, ОАЭ, г. Дубай, 2014 г.

Фактический материал и личный вклад соискателя. В основу работы положен обширный фактический материал о геологическом строении недр на изучаемой территории по данным геофизических исследований, в том числе сейсморазведки МОГТ 2D и МОГТ 3D, результатам поисково–разведочных работ, лабораторных исследований керна, промысловых данных, анализа показателей разработки месторождений. Кроме личных исследований в 2011-2016 гг., автором использованы фактические материалы научных работ организаций и производственных предприятий региона, в том числе: ОАО “Сургутнефтегаз” и его структурных подразделений: НГДУ “Сургутнефть”, “Федоровскнефть”, “Быстринскнефть”, ТО “СургутНИПИнефть”, ООО “ТюменНИИгипрогаз”, а также данных из публикаций в научно-технических журналах по проблеме диссертации.

Личный вклад автора в получении результатов, изложенных в диссертации. Установлено влияние разломно-блоковой тектоники на формирование, поиски и разработку залежей нефти и газа.

В процессе работы автором выполнены:

- дифференциация ФЕС и типов коллекторов по промысловым данным и показателям разработки,
- выявлены причины формирования ТриЗ,
- анализ поисково-разведочных и сейсморазведочных работ по выявлению зон деструкции и формированию залежей УВ,
- доказана перспективность абалакской, фроловской и баженовской свит Красноленинского свода,
- с учетом тектонического фактора произведено совершенствование методики поисково-разведочных работ,
- обоснованы инновационные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений.

Публикации по теме диссертации. Автором по теме диссертации опубликовано 17 научных работ, из них 7 в журналах, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 142 страницах, включая 67 рисунков, 13 таблиц. В списке литературы 156 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, определена цель и сформулированы основные задачи, раскрывается научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, сформулированы положения, выносимые на защиту.

В первой главе “Современное состояние проблемы по изучению влияния разломно-блоковой тектоники на формирование и разработку залежей нефти и газа” приводится краткий обзор методического обеспечения по данной тематике.

Во второй главе “Обоснование фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей нефти и газа” в качестве базового объекта исследований рассматривается Федоровское газонефтяное месторождение, расположенное в центральной части Сургутского свода. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями средней юры и нижнего мела.

Комплексными исследованиями (рисунок 1а,б,в) установлено, что продуктивные отложения характеризуются двойной проницаемостью, то есть УВ содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, имеющими тектоническое происхождение.

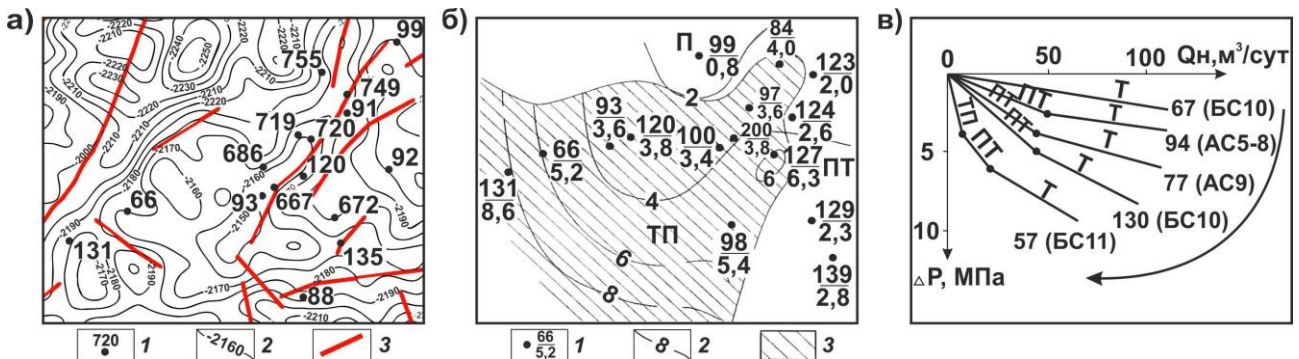


Рисунок 1 - Влияние тектонического фактора на развитие коллекторов и формирование залежей Федоровского месторождения

а - структурная карта зоны разуплотнения: 1 - добывающие скважины, 2 - изогипсы, 3 - тектонические нарушения; **б** - схема распространения разуплотненной зоны продуктивного пласта БС10 (по М.П. Юровой и др., 1997): 1 - в числителе номер скважины, в знаменателе суммарная толщина трещиноватых пород, 2 - изопохиты, 3 - ослабленная зона (ТП, П, ПТ - области развития трещинно-поровых, поровых и порово-трещинных коллекторов); **в** - индикаторные диаграммы по скважинам эксплуатационных объектов (пластов).

Площади разуплотнения с трещинными коллекторами подтверждаются сейсморазведочными работами, послойным анализом керна и промысловыми данными. Наличие обменных процессов между средами предопределяет

развитие трещинных Т, порово-трещинных ПТ, трещинно-поровых ТП и поровых П коллекторов. Их дифференциация производилась по методике И.П.Попова (1990) по зависимостям геолого-промысловых параметров от показателя скин-эффекта и скин-эффекта от депрессии.

Поскольку зоны деструкции и контуры залежей совпадают (рисунок 2а), то первоначальный ввод в разработку пласта БС10, содержащего основные запасы, способствовал межпластовым перетокам и ускоренной выработке трещиной емкости всего месторождения. Дебиты отдельных скважин (91, 93, 120, 200 - см.рисунок 1а) достигали 482-690 м³/сут, а накопленные отборы от 705 тыс.т до 1,6 млн.т.

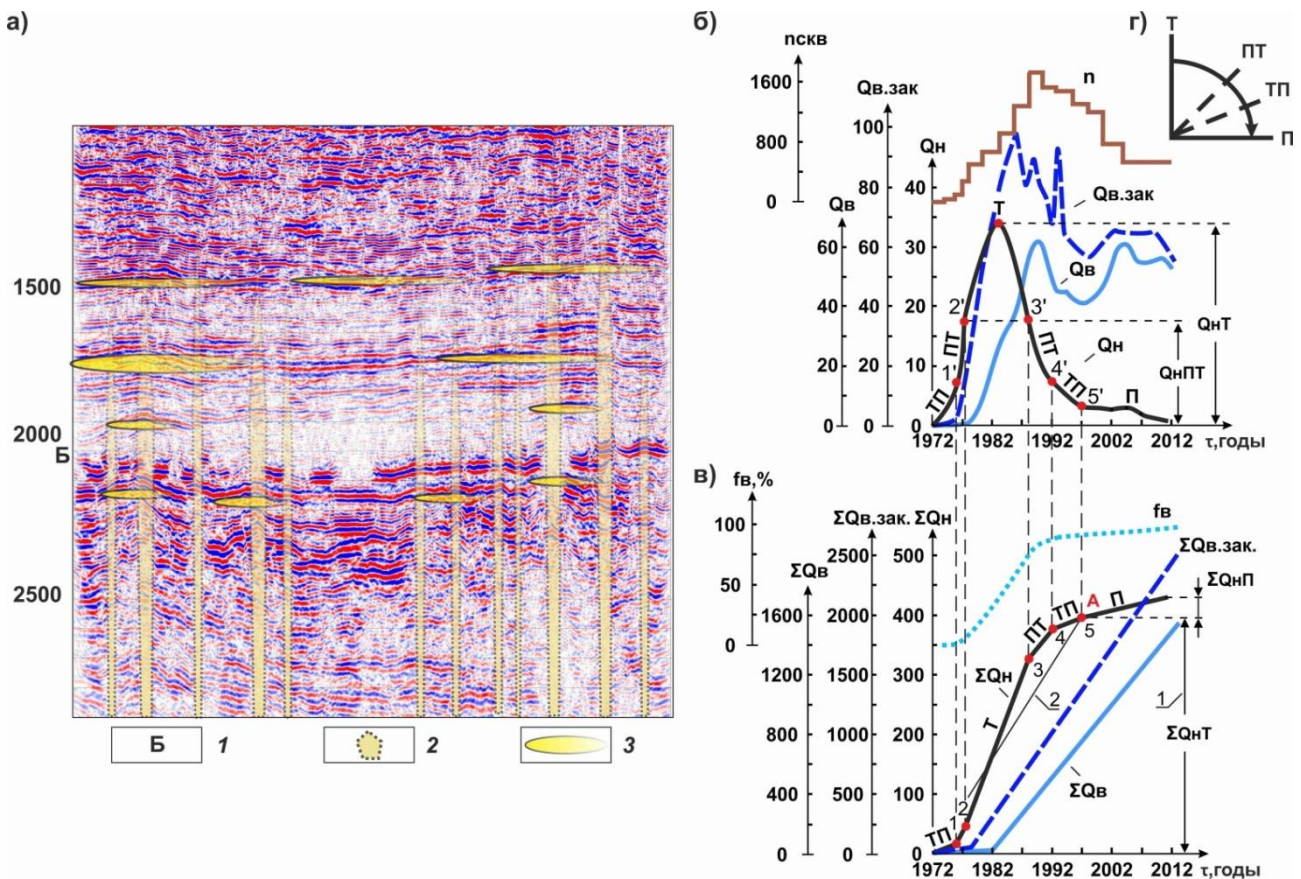


Рисунок 2 - Влияние тектонического фактора на разработку пласта БС10 Федоровского месторождения

а - временной разрез с участками зон деструкции (по С.Р. Бембелю, 2011): 1 – индекс отражающего горизонта, 2 – зоны деструкции, 3 – выявленные залежи УВ; динамика средних (б) и суммарных (в) по годам показателей разработки залежи пласта БС10: Q_н, ΣQ_н – нефть; Q_{в.зак.}, ΣQ_{в.зак.} – закачка воды; Q_в, ΣQ_в – отбор воды – все в усл.ед; n_{скв} – фонд добывающих скважин; f_в – обводненность; г – упрощенная универсальная модель залежи.

Одинаковые уровни годовой добычи (рисунок 2б) повторяются дважды: на начальной стадии разработки, когда происходит раскольматирование трещинной емкости и на стадии падающей добычи, когда вырабатываются периклинали структур с более худшими коллекторами. Следовательно, внедрение заводнения исключает обменные процессы и приводит к отдельной выработке запасов: в начале разработки из трещинной емкости (коллекторы Т, ПТ, ТП – скин-эффект отрицательный), а после её обводнения из изолированных участков с поровыми коллекторами. Основные извлекаемые запасы ($\sum Q_{нТ}$ – рисунок 2в) сосредоточены в трещинных коллекторах. Подобная практика обуславливает высокий рост обводненности залежей и формирование трудноизвлекаемых запасов в порах.

Так как запасы в трещинной емкости характеризуется отрезком 1 (рисунок 2в) параллельным оси ординат, а отбор из пор в далекой перспективе будет параллелен оси абсцисс, то модель залежи отражается спектром геолого-промысловых параметров в координатах Т ; П, и она имеет универсальный характер (рисунок 2г). В связи с этим коэффициенты нефтенасыщенности и нефтеотдачи трещин близки к 1. Этот вывод требует дифференцированной методики подсчета запасов.

Если исключить прямой 2 (начало координат – т. А) влияние максимальной трещиноватости на форму кривой $\sum Q_{н}$, то как показывает анализ по многим месторождениям (И. П. Попов, 1990, 1994, 1995) она параллельна отрезку ПТ, следовательно, темп отборов соответствующий этой закономерности обеспечивает одновременную выработку трещин и пор. Выявленную закономерность необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений.

Сопоставление динамики показателей разработки и воздействия системы заводнения по пласту БС10 и в целом по месторождению (рисунок 3) свидетельствует о единстве гидродинамической системы залежей и отдельной выработке запасов. Трассерные исследования подтверждают межпластовые перетоки и в законтурную зону, в том числе гидродинамическую связь с соседним Дунаевским месторождением.

Анализ показателей разработки и системы заводнения показывает, что темп отборов, обеспечивающий одновременную выработку трещин и пор примерно в 2 раза меньше, чем при дренировании однороднотрещинного коллектора, то есть $Q_{нПТ} \approx 0,5 Q_{нТ}$ (рисунки 2б, 3а,в), что составляет около 2% балансовых запасов.

Следовательно, недостаточный учет фильтрационно-емкостной модели залежи приводит к тому, что закачиваемая воды воздействует только на трещинную емкость (рисунок 3г), и это обуславливает раздельную выработку запасов, неэффективность заводнения (рисунок 3д) и рост непроизводительных затрат.

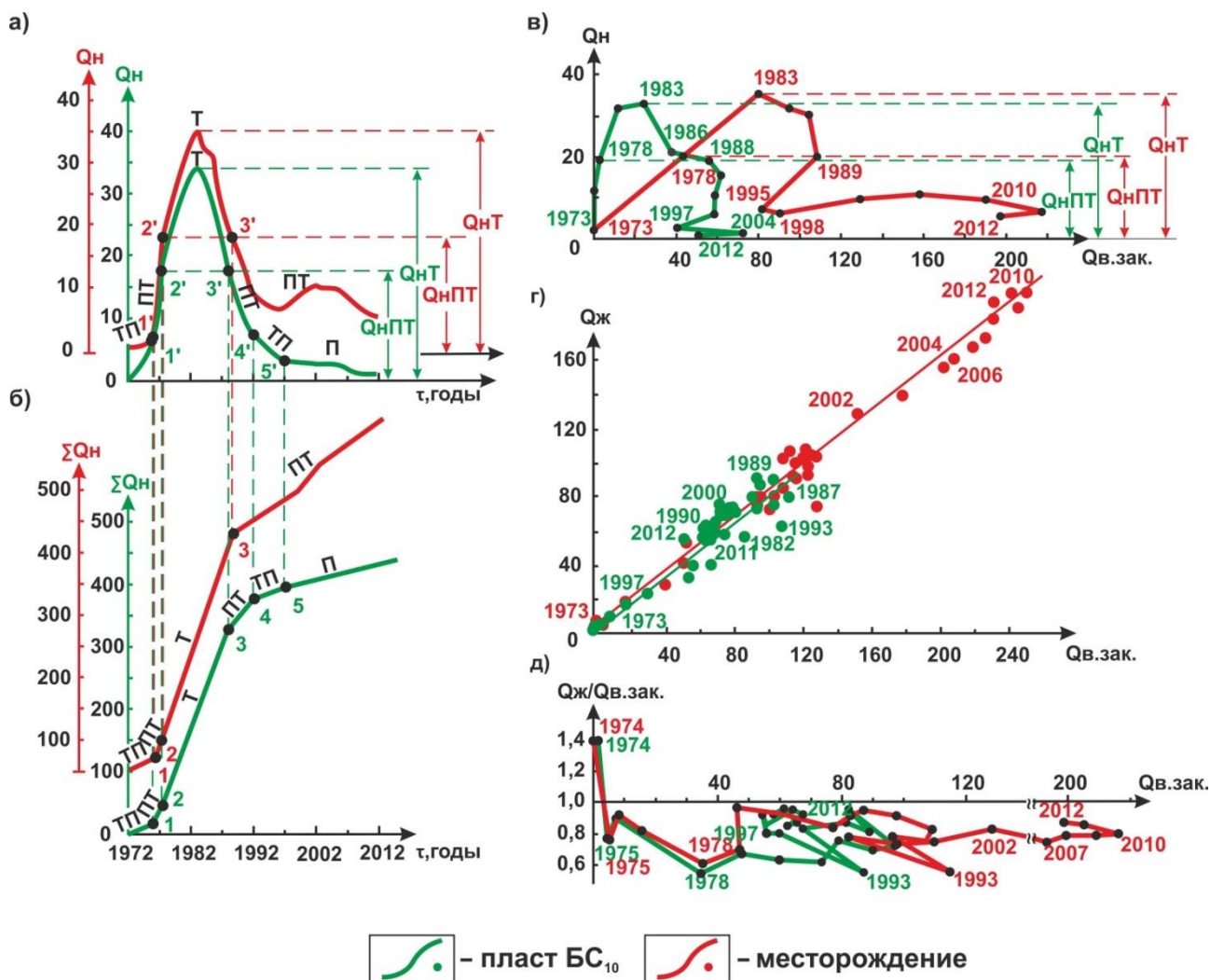


Рисунок 3 - Сопоставление динамики технологических показателей разработки залежи пласта BC_{10} и месторождения

динамика средней Q_n (а) и суммарной добычи нефти ΣQ_n (б); зависимости добычи нефти Q_n (в), жидкости $Q_{ж}$ (г), эффективности заводнения $Q_{ж}/Q_{зак}$ (д) от объемов закачиваемой воды $Q_{зак}$. - все в усл.ед.

Таким образом, комплексными исследованиями обоснована фильтрационно-емкостная и гидродинамическая модель месторождения, подтвержден её универсальный характер, что позволяет с новых позиций решать проблему дифференцированной оценки запасов, выявлять причины низкой эффективности системы заводнения и формирования трудноизвлекаемых запасов – первое защищаемое положение.

В третьей главе “Совершенствование методики поисково-разведочных работ на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров” рассматриваются условия формирования и особенности выявления залежей УВ с учетом тектонического фактора.

На современном этапе доказано (И. П. Попов, 1990; Р. М. Бембель, 1995; Р. Х. Муслимов, 2007 и др.), что разломная тектоника кристаллического фундамента способствует развитию зон разуплотнения (деструкции) и вертикальной миграции нефтегазоносных флюидов в трещины и капиллярные каналы (поры) различных по литологии породы. По мере удаления от тектонических нарушений нефтенасыщенность пород и продуктивность скважин уменьшаются, следовательно, емкость коллекторов определяет тектонический фактор (С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев, 1995). Подпитка залежей продолжается и в настоящее время, что установлено замерами пластовой температуры во времени и выявлено на Ромашкинском (Татария), Уренгойском, Самотлорском (Западная Сибирь), Шебелинском (Украина) и других месторождениях (И. П. Попов, 1990; Р. Х. Муслимов, 2007). Исходя из этого, размещение первых поисковых скважин в пределах разуплотненных зон будет способствовать открытию новых месторождений. Доказательством служит получение значительных притоков УВ из гранитной толщи Южно-Вьетнамского шельфа, Березовского месторождения, доюрского основания и глинистых отложений Западно-Сибирской НГП и в других регионах.

На Красноленинском своде отмечена связь высокодебитных скважин с зонами деструкции глинистых отложений тюменской (пласты ЮК2-6), абалакской (пласт ЮК1), баженовской (пласт ЮК0), викуловской (пласт ВК1) свит (рисунок 4) и доказана на Ем-Еговском, Рогожниковском, Талинском, Каменном, Галяновском и других месторождениях. Одинаковый по литологии тип пород, схожесть геофизических характеристик пласта ЮК1 абалакской свиты и пластов АК фроловской свиты позволили заключить также о высокой перспективности последних.

Вследствие того, что глинистые отложения на Рогожниковском месторождении не рассматривались в качестве основных объектов разработки, то не

уделялось достаточного внимания технологии вскрытия. Репрессии достигали 25-28% и поэтому отмечались слабые притоки или их отсутствие.

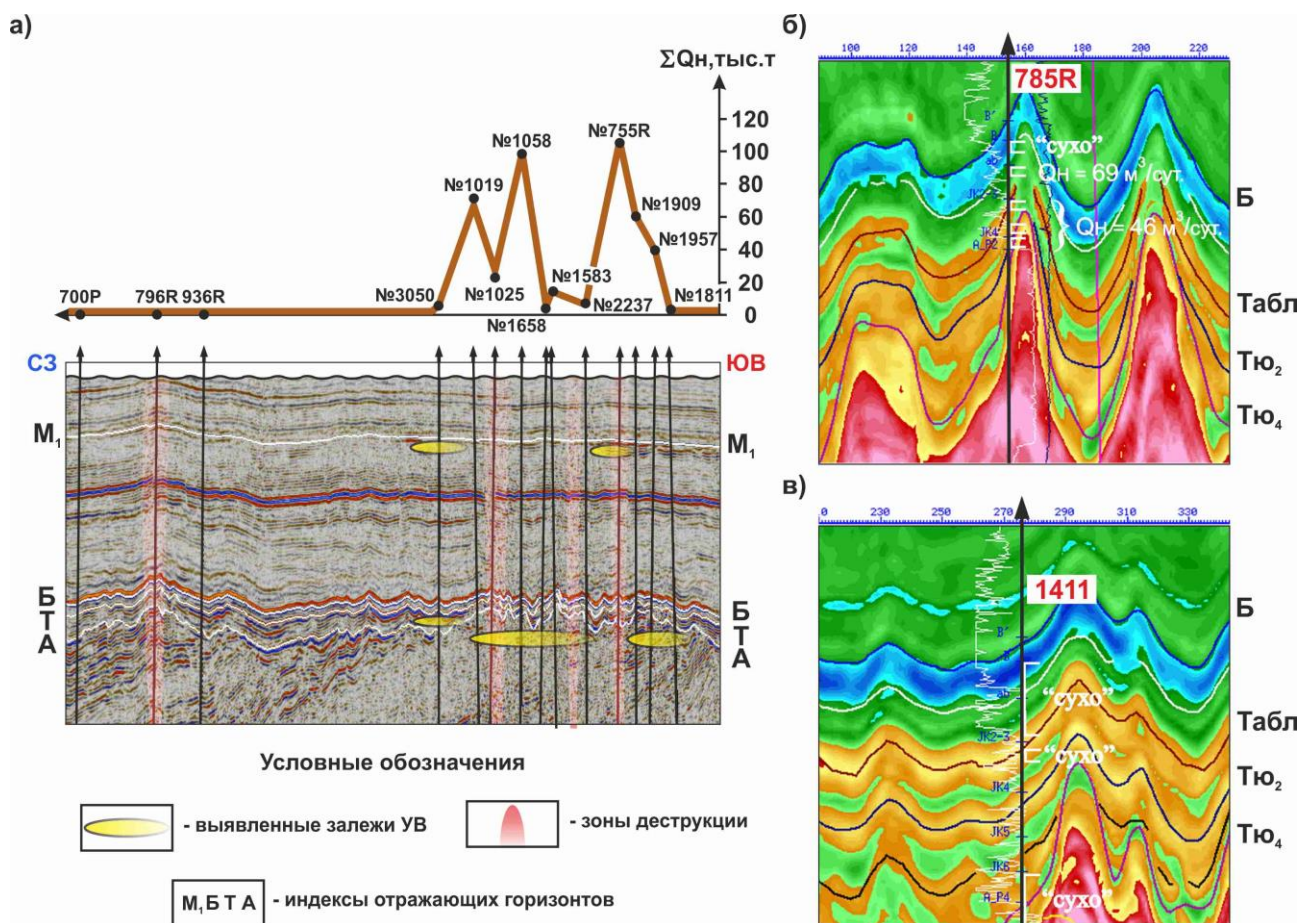


Рисунок 4 – Характеристика продуктивности разуплотненных зон в абалакских отложениях

а – зоны разуплотнения Рогожниковского месторождения по линии скважин (СЗ-ЮВ); сравнение разрезов псевдоакустической жесткости в районе продуктивных (**б**) и “сухих” (**в**) скважин (Т. А. Цимбалюк и др., 2005).

На низкую результативность повлияло также не оптимальное заложение скважин, что установлено последующим построением структурных поверхностей пластов и карт когерентности по отражающим горизонтам (рисунок 5).

Пересечение контуров положительных структур с контурами зон разуплотнения позволило выделить наиболее перспективные участки (рисунки 4б, 5 - скв.785R), которые подтверждаются результатами испытаний и работой скважин. Из транзитного фонда выделены скважины, вскрывшие проходящие перспективные зоны, данные по которым содержат точные координаты пластопересечения, абсолютные и относительные отметки кровли и подошвы пластов.

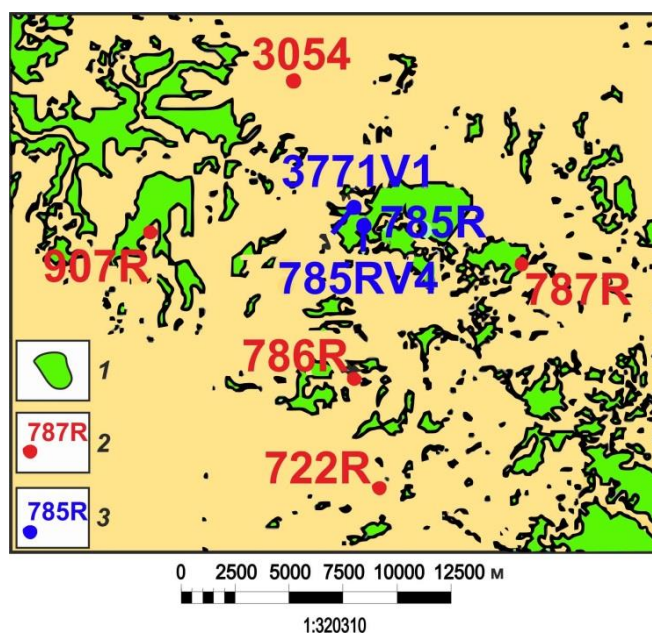


Рисунок 5 - Фрагмент карты перспектив нефтеносности абалакской свиты пласта ЮК1 Рогожниковского месторождения

1 – пересечение зон разуплотненных пород в ОГ Т и положительных структур пласта ЮК1, 2 – скважины с низкой продуктивностью, 3 – добывающие скважины.

В выделенных скважинах, учитывая результаты исследований (И. А. Зыряновой, 2010; С. А. Скрылева, 2012; В. П. Сонича, 2014) по данным АК, ГГК-п и КВ, а также газового каротажа произведена корреляция продуктивного разреза Рогожниковского месторождения, выявлены интервалы трещинных коллекторов (рисунок б) и установлено, что выбор участков перфораций при опробования не всегда оптимален, поэтому рекомендуется возобновить испытания скважин на основе уточнения продуктивных объектов. Причем, для получения промышленных притоков необходимо выбирать наиболее протяженные перспективные участки с проведением кислотных обработок.

Обоснованная методика исследований также может привести к открытию залежей в турон–датских отложениях (березовской и ганькинской свит) Западной-Сибири, сложенных опоками и опокovidными глинами, с которыми связаны нефтегазовые проявления (Т. А. Цимбалюк и др., 2005).

Поскольку разломно-блоковая тектоника и вертикальная миграция УВ с выходом на дневную поверхность создают фоновые аномалии, то использование сейсморазведки (3D) и дистанционных методов (геохимических исследований, аэро- и космосъемки) будет способствовать открытию новых залежей, и выявлению наиболее продуктивных участков на уже известных месторождениях. Эффективность этих работ повышается на основе комплексирования карт структурных поверхностей с результатами применения инверсии сейсмических данных (3D).

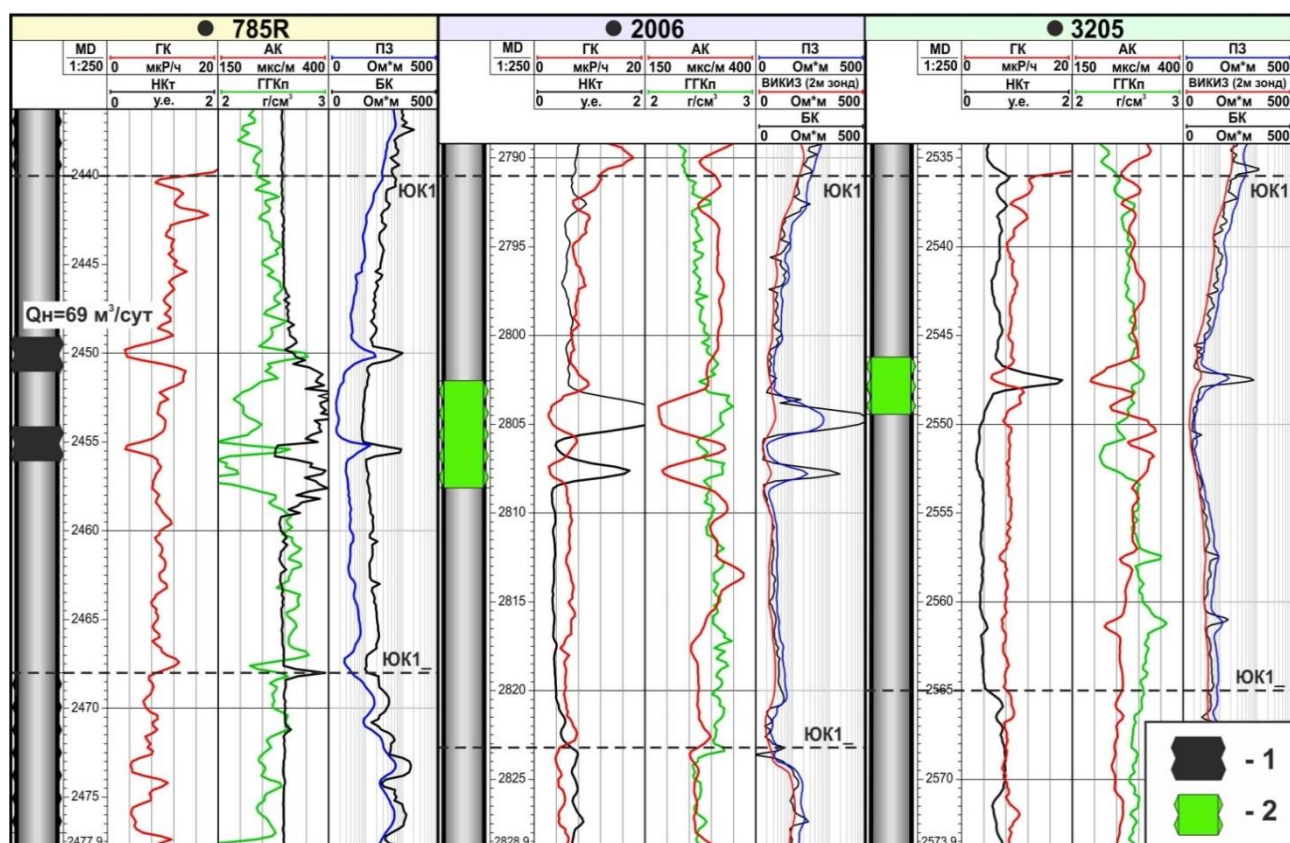


Рисунок 6 – Выделение продуктивных интервалов пласта ЮК1

Рогожниковского месторождения по комплексным методам

- 1** – интервалы перфорации в которых получен промышленный приток нефти,
2 – рекомендуемые интервалы перфорации.

Таким образом, учет тектонического фактора расширяет диапазон перспективных отложений и будет способствовать приросту запасов – второе защищаемое положение.

В четвертой главе “Совершенствование разработки залежей нефти и газа на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров” в которой предложены новые технологии, способствующие повышению коэффициентов нефте– и газоотдачи и уменьшению трудноизвлекаемых запасов.

Выявленные закономерности разработки Федоровского месторождения прослеживаются по другим месторождениям Широкого Приобья. Так на Яунлорском месторождении (Сургутский свод) одновременный ввод в разработку залежей пластов АС7-8, АС9-10 и БС10 обусловил одновременное достижение максимальной добычи и последующую выработку худших по ФЕС коллекторов. Однако, ввод в разработку нижележащей залежи пласта БС18-20 приостановил падение добычи по верхним пластам, несмотря на уменьшение

фонда скважин и объемов закачиваемой воды, что свидетельствует о наличии межпластовых перетоков по зонам деструкции и одновременном завершении выработки трещинных коллекторов.

На Малочерногорском нефтяном месторождении (Вартовский свод) одновременный ввод в разработку залежей пластов ЮВ1, БВ10 и БВ9 привел к одновременному завершению выработки одних и тех же коллекторов и одинаковую динамику показателей разработки, что подтверждает единство гидродинамической системы месторождения.

Исходя из обоснованной универсальности модели залежей и закономерности её проявления предложена методика совершенствования процесса разработки. Рассмотрим это на примере Федоровского месторождения (рисунок 7а,б).

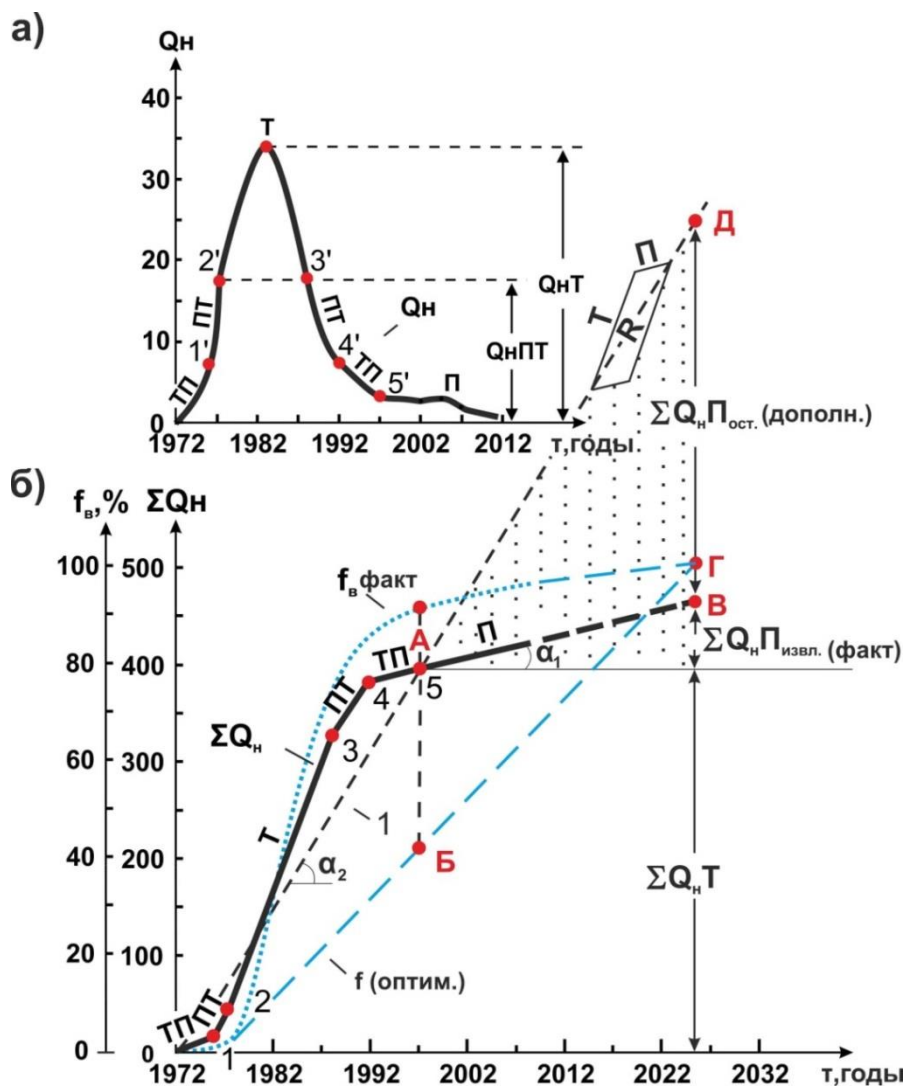


Рисунок 7 - Совершенствование разработки нефтяных месторождений.
динамика средних (а) и суммарных (б) показателей разработки пласта БС10 Федоровского месторождения: $Q_n, \Sigma Q_n$ – нефть, усл.ед; f – обводненность.

Если исключить влияние максимальной трещиноватости на форму кривой накопленных отборов (рисунок 7б), то линия 1 будет результирующей (R) между трещинной Т и поровой П средами. Темп отбора, соответствующий этой закономерности (2% от балансовых запасов), обеспечивает одновременную выработку трещин и пор, медленное снижение пластового давления и низкий рост обводненности скважин (фоптим.).

Одинаковый с фактическим уровень добычи (т.А – рисунок 7б) был бы достигнут при обводненности не 90%, а только 40% (т.Б) и не сопровождался бы резким ростом обводненности. Вследствие неучета ФЕС коллекторов, согласно соотношению углов наклона отрезков, характеризующих отбор из пор и трещин α_1/α_2 , из пор фактически извлекается не более 20-25% от запасов. Если не нарушать единство гидродинамической системы и обменные процессы, то за счет запаса пластовой энергии и низкого роста обводненности имеется возможность значительно повысить коэффициент нефтеотдачи и уменьшить объем трудноизвлекаемых запасов.

Реальность этого предположения доказывается данными по законченным разработкой месторождениям Предкавказья (В. П. Гаврилов, 2005), Средней Азии (А. Р. Ходжаев и др., 1974) на которых после 10-20 летнего простоя восстановилось пластовое давление, выровнялось положение водонефтяных контактов и десятки скважин самопроизвольно переливали нефтью.

Вследствие того, что фильтрация нефти и газа в трещинах, по мнению многих исследователей (Ф. И. Котяхов, 1977, Т. Д. Голф-Рахт, 1986 и др.) идентична, то выявленные закономерности характерны и при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Поскольку практика освоения этих месторождений завершается III стадией падающей добычей, отсутствием или непродолжительной IV стадией, то, следовательно, запасы поровой емкости остаются невыработанными. Используя предложенную методику при анализе разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения (рисунок 8а,б) установлено, что при соблюдении отбора из двух сред (2% от балансовых запасов) за счет сохранения пластовой энергии (т.Г – рисунок 8б) возможно удвоение извлекаемых запасов ($\sum Q_{гТ} + \sum Q_{гПост.}$), т.е. коэффициент газоотдачи будет близок к 1.

Подтверждением этому служит временная остановка газовых промыслов на данном месторождении, которая позволила восстановить энергетический потенциал и активные запасы за счет перетоков из смежных зон и периферии.

В результате этого уменьшились воронки депрессии, и за счет дополнительной энергии увеличилась добыча газа (О. П. Андреев и др., 2013). Следовательно, оптимальный отбор обеспечивает условия для равномерного продвижения контуров нефтегазоносности и более полного извлечения нефти и газа из недр.

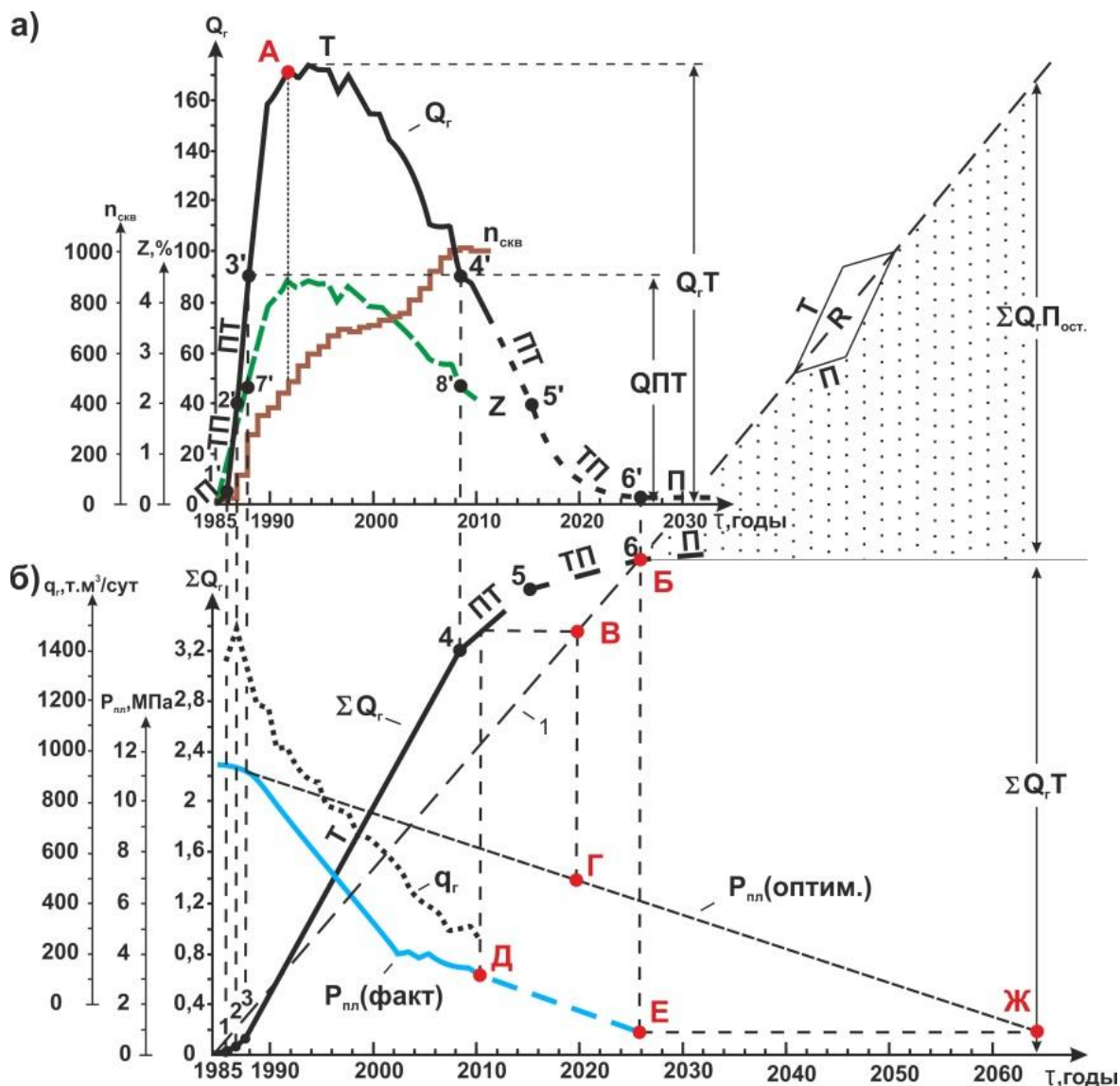


Рисунок 8 - Совершенствование разработки газовых месторождений.

динамика средних (а) и суммарных (б) показателей разработки сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения: Q_g , ΣQ_g – газ, усл.ед; Z – темп отбора в % от балансовых запасов; q_g – среднесуточный дебит скважин; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление.; $n_{\text{скв}}$ – фонд добывающих скважин.

Изложенные закономерности прослеживаются по газоконденсатным залежам на примере Ен-Яхинского месторождения, которое анализируется в работе.

Таким образом, реабилитационная практика подтверждает наличие остаточных запасов в поровых коллекторах не только газовых месторождений, у которых непродолжительная или отсутствует IV стадия разработки, но и по нефтяным

месторождениям, на которых даже после IV стадии не все запасы поровой емкости вовлечены в разработку. Используя предложенную методику, обеспечивающую одновременную выработку двух сред, имеется возможность продлить нефтяную и газовую эру в экономике страны – третье защищаемое положение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проведенной исследовательской работе сделаны следующие теоретические и практические выводы:

1. Разломно-блоковая тектоника способствует разуплотнению пород, развитию зон деструкции по которым происходит вертикальная миграция углеводородов и формирование залежей в различных по литологии отложениях.

2. Тектонический фактор оказывает превалирующее влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Флюиды содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, между которыми происходят обменные процессы, что предопределяет развитие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов и единство гидродинамической системы месторождений. Это подтверждает дифференциация скважин по дебитам и приемистости, диапазон индикаторных диаграмм и динамика показателей разработки.

3. Создание значительных депрессий или внедрение системы заводнения нарушают единство гидродинамической системы залежей, исключают подпитку трещин УВ из низкопроницаемых пор, способствуют межпластовым перетокам и обуславливают первоочередную выработку и обводнение трещинной емкости и формирование трудноизвлекаемых запасов на участках с поровыми коллекторами. Основные извлекаемые запасы содержатся в трещинных коллекторах.

4. Идентичный характер изменения геолого-промысловых параметров и динамики показателей разработки независимо от литологии продуктивных отложений подтверждает универсальность фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели залежей нефти и газа.

5. Комплексирование дистанционных методов (геохимических исследований, аэро- и космосъемки), карт структурных поверхностей пластов с результатами применения инверсии сейсмических данных (3D) позволяет

выделять наиболее перспективные участки для поисков залежей нефти и газа и их разработки, что подтверждается результатами испытаний и эксплуатацией скважин.

6. Темп годовых отборов, не превышающий 2% балансовых запасов, обеспечивает одновременную выработку двух сред, эффективное использование пластовой энергии, длительный безводный период, достижение максимальных коэффициентов нефте– газо– и конденсатоотдачи при меньших экономических затратах.

Основные положения диссертации опубликованы в печати

Статьи, опубликованные в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. **Томилов, А. А.** О причинах формирования трудноизвлекаемых запасов / И. П. Попов, А. А. Томилов // *Естественные и технические науки*. – 2012. – №6(62). – С. 243-247.

2. **Томилов, А. А.** Особенности формирования и разработки месторождений нефти и газа / И. П. Попов, А. А. Томилов, А. И. Попов, Р. В. Авершин // *Естественные и технические науки*. – 2013. – №6(68). – С. 187-191.

3. **Томилов, А. А.** Совершенствование методики поисков и разработки месторождений в Широтном Приобье на основе разломно-блоковой тектоники природных резервуаров / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин, А. И. Попов // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – №1. – С. 54-57.

4. **Томилов, А. А.** Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин, А. Л. Солодовников // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2014. – №3. – С. 51-58.

5. **Томилов, А. А.** Флюидодинамическая концепция разработки нефтяных и газовых месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, Г. В. Казанцев // *Естественные и технические науки*. – 2015. – №5. – С. 65-68.

6. **Томилов, А. А.** Инновационные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, Г. В. Казанцев // *Нефтепромысловое дело*. – 2015. – №7. – С. 19-22.

7. **Томилов, А. А.** Геолого-промысловый анализ разработки газоконденсатных залежей Ен-Яхинского месторождения / И. П. Попов, А. А. Томилов, Д. А. Пустовой // *Естественные и технические науки*. – 2015. – №8. – С. 23-28.

Статьи, опубликованные в других изданиях:

8. **Томилов, А. А.** Уточнение параметра балансовых запасов нефти граничных значений удельного электрического сопротивления Яунлорского месторождения пласта БС₁₀, БС₁₀⁰ / А. А. Томилов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы VII Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень, 2011. – С. 188-189.
9. **Томилов, А. А.** Влияние тектонического и гидродинамического факторов на эффективность разработки месторождений / И. П. Попов, А. А. Томилов, А. И. Попов // Наука и ТЭК. – Тюмень, 2012. – №4. – С. 46-48.
10. **Томилов, А. А.** Оценка ФЕС коллекторов по промысловым данным и динамике показателей разработки / И. П. Попов, А. А. Томилов // Кристаллы Творчества. Материалы докладов студенческой академии наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – С. 64-67.
11. **Томилов, А. А.** Обоснование проектных показателей при разработке нефтяных залежей Широного Приобья / И. П. Попов, А. А. Томилов // Кристаллы Творчества. Материалы докладов студенческой академии наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – С. 80-84.
12. **Томилов, А. А.** Новые технологии топливно-энергетического комплекса / И. П. Попов, А. И. Попов, А. А. Томилов // Материалы региональной научно-практической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – С. 62-68.
13. **Томилов, А. А.** О причинах формирования трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири / И. П. Попов, А. А. Томилов // Oil&Gas Eurasia. – №3. – 2013. – С. 28-31.
14. **Томилов, А. А.** Определяющая роль тектонического фактора в формировании залежей углеводородов и их разработке / И. П. Попов, А. А. Томилов, А. И. Попов, Р. В. Авершин // Тенденции и перспективы развития современного научного знания. Материалы VI международной научно-практической конференции. – 2013. – С. 78-86.
15. **Томилов, А. А.** Новые принципы моделирования поисков и разработки месторождений нефти и газа / И. П. Попов, А. А. Томилов, А. И. Попов, Р. В. Авершин // Академический журнал Западной Сибири. – Тюмень, 2013. – №6 (49) Том 9. – С. 33-36.
16. **Томилов, А. А.** Геолого-промысловое обоснование формирования и разработки месторождений нефти и газа / И. П. Попов, А. А. Томилов, Р. В. Авершин // Материалы I съезда инженеров Тюменской области Часть 1. – Тюмень, 2013. – С. 160-164.
17. **Томилов, А. А.** Инновационные технологии поисков и разработки месторождений нефти и газа / И. П. Попов, А. А. Томилов, А. И. Попов, Р. В. Авершин // Академический журнал Западной Сибири. – Тюмень, 2014. – №2 (51) Том 10. – С. 132-136.