

0-789962

УДК 622.276.1/.4"712.8"+ 550.8:553.98(470.41)

На правах рукописи



**ХУСАИНОВ ВАСИЛ МУХАМЕТОВИЧ**

**УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ  
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ КРУПНОГО  
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**(теория, геологические основы, практика)**

**Специальности:** 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;  
25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

**Автореферат**

**диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук**

**Москва 2011**

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе  
«Татнефть» (г. Альметьевск)

Научный консультант – академик Академии наук РТ, доктор технических наук,  
профессор **Ибатуллин Равиль Рустамович**

Официальные оппоненты: – доктор технических наук, профессор  
**Федоров Вячеслав Николаевич**  
– доктор технических наук, профессор  
**Батурин Юрий Ефремович**  
– доктор геолого-минералогических наук,  
профессор **Масагутов Рим Хакимович**

Ведущее предприятие – Открытое акционерное общество «Научно-  
производственная фирма «ГЕОФИЗИКА»

Защита состоится 19 октября 2011 г. в 10 часов на заседании диссертаци-  
онного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой меха-  
ники и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН) по адресу: 119334, г. Москва, ул.  
Бардина, 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по  
адресу: 119334, г. Москва, ул. Бардина, 4.

Автореферат разослан 14 сентября 2011 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
доктор технических наук



А.И.Аверьяпов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

*Актуальность проблемы.* В процессе добычи углеводородов из недр на современном этапе участвуют уникальные и крупнейшие месторождения мира, находящиеся на поздней стадии разработки. Эксплуатация таких месторождений повсеместно характеризуется снижением темпов отбора нефти, ухудшением структуры запасов и ростом обводненности до критических значений. Важным выводом из накопленного к настоящему времени опыта разработки подобных месторождений является то, что в таких условиях дальнейшее использование систем воздействия на запасы углеводородов, показавших высокую рентабельность на начальных стадиях разработки месторождений, малоэффективно на поздних стадиях эксплуатации и ведет к потерям остаточных запасов в недрах. В этих условиях требуется применение новых систем разработки, обеспечивающих технологически возможное извлечение остаточных запасов нефти из недр. Создание таких технологий является актуальной научно-технической проблемой. Решение ее возможно на основе развития теории и практики разработки месторождений на базе совершенствования методов промысловой геологии.

Новые представления об остаточных запасах нефти требуют изменения технологий разработки. Эти технологии должны быть гибкими и объектно-ориентированными, учитывать значительные техногенные изменения петрофизических и фильтрационных характеристик пластов-коллекторов, возникшие в процессе длительной разработки залежей углеводородов и активного движения флюидов в поровом пространстве. Они должны, в основном, использовать новые методы извлечения углеводородов из недр, которые должны базироваться на более полном учете геологического строения залежей в целом и динамики изменения свойств коллекторов и нефтенасыщения пластов в процессе их длительной эксплуатации.

Разработка новых систем воздействия является сложной научно-технической проблемой. В качестве полигона при выполнении научных исследований по созданию новых методических и технологических подходов к разработке месторождения на поздней стадии его эксплуатации автором диссертации были выбраны залежи нефти, приуроченные к неоднородным терригенным коллекторам в отложениях девона (пашийский горизонт) и карбона (бобриковский горизонт) Ромашкинского нефтяного месторождения. Это месторождение эксплуатируется более 60 лет. Оно находится на поздней стадии разработки и характеризуется типичными для подобных гигантских

геологических объектов в мире особенностями: снижением темпов отбора нефти, ухудшением структуры запасов и ростом обводненности до предельных значений. В этих реальных условиях необходимо найти решения, обеспечивающие наиболее полную выработку всех категорий запасов, т.е., паритетно соблюдать интересы государства и недропользователей. Без модернизации существующая система воздействия на запасы не сможет обеспечить конкурентоспособную экономику нефтедобычи. Решение таких задач для подобных месторождений связано с более глубоким изучением особенностей нестационарного термодинамического состояния и поведения разрабатываемых залежей нефти с учетом накопившейся геологической информации за период от начальной до поздней стадии разработки.

Данная работа посвящена реализации этой концепции на Ромашкинском месторождении на примере центральных и восточных площадей, эксплуатируемых НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть». Решение задач этой концепции будет способствовать вовлечению в разработку недренируемых запасов нефти и росту объемов извлекаемых запасов.

На Ромашкинском месторождении были реализованы принципы трех Генеральных схем разработки. Сегодня действует четвертая. В работах академика АН РТ и РАЕН, доктора геолого-минералогических наук, профессора Р.Х. Муслимова, главного идеолога разработки месторождений Татарстана и особенно супергигантского Ромашкинского месторождения, детально проанализированы позитивные и негативные стороны принципов разработки Генеральных схем.

Сложность выработки научных подходов к разработке месторождения, которая была бы одинаково эффективной в течение всего периода его эксплуатации, объективна. Так, на начальных стадиях эксплуатации нельзя было создать системы разработки Ромашкинского месторождения, обеспечивающие полноту выработки подвижных запасов нефти по ряду причин: а) не было известно геологическое строение месторождения в той мере, как оно изучено к началу текущей стадии в результате разбуренности по эксплуатационной сетке; б) структура запасов была другая; в) неоднородность продуктивных отложений не позволяла вести равномерную выработку запасов.

Это уникальное по своим размерам и запасам месторождение требует индивидуального научного подхода. Достижение запроектированного коэффициента нефтеизвлечения позволит добыть только около половины геологических запасов. Акту-

альность проблемы заключается в увеличении объемов извлекаемых запасов месторождения за счет вовлечения в разработку остающихся в пластах подвижных запасов.

**Цель работы** – увеличение извлекаемых запасов нефти на длительно разрабатываемом нефтяном месторождении путем создания дифференцированной системы воздействия на продуктивные пласты на основе детализации геологического строения и структуры остаточных запасов, учета динамики техногенного изменения литолого-физических свойств пластов коллекторов на примере основного продуктивного объекта (горизонта Д<sub>1</sub>) Ромашкинского месторождения.

Для достижения указанной цели решались следующие **основные задачи**:

1. Анализ истории разработки и результатов реализации принципов Генеральных схем по разработке терригенных девонских отложений Ромашкинского месторождения и оценка соответствия существующей системы разработки геологическим условиям залегания остаточных запасов и факторов, негативно влияющих на коэффициент нефтеизвлечения;

2. Определение основных задач по дальнейшему проектированию разработки неоднородного многопластового объекта на поздней стадии;

3. Комплекс задач по выявлению многообразия геологического строения и систематизации сложнопостроенных терригенных коллекторов:\*

а) повышение достоверности характеристики разреза по данным геофизических исследований (ГИС) за счет применения методики интерпретации на базе обобщенных петрофизических моделей;

б) уточнение схемы геолого-промысловой классификации пластов-коллекторов;

в) выделение видов литолого-физической неоднородности (ЛФН) пластов-коллекторов в разрезе пашийского горизонта с использованием предложенной классификации коллекторов;

г) изучение условий локализации нефти в продуктивных пластах и характера распространения по разрезу и по площади пластов-коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) с целью выявления эксплуатационных объектов с остаточными запасами;

4. Комплекс задач по геологическому обоснованию структуры остаточных за-

---

\*работы в этом направлении проведены совместно с Вильдановым А.А.

пасов месторождения:

а) изучение влияния неоднородности геологического строения на выработку запасов, на динамику структуры запасов;

б) изучение влияния динамики разработки на изменение геологических условий (обратимые и необратимые последствия) и реализации решений Генеральных схем разработки на проектный коэффициент нефтеизвлечения;

в) создание уточненной геологической модели эксплуатационного объекта путем детальной корреляции пластов по результатам переинтерпретации кривых ГИС с дискретностью 0,2 м;

5. Комплекс задач по определению и обоснованию основных принципов организации выработки остаточных запасов горизонта  $D_1$ , базирующихся:

а) на новой геологической модели месторождения, построенной с учетом детальной переинтерпретации данных ГИС в открытом стволе;

б) на структуре остаточных подвижных запасов горизонта  $D_1$ , учитывающей достигнутый КИН по классам пластов-коллекторов слоисто-неоднородных и массивных пластов;

6. Комплекс задач по управлению флюидными потоками для извлечения остаточной нефти на основе выделения эксплуатационных объектов и организации систем воздействия на остаточные запасы с учетом их геологического строения;

7. Комплекс задач по вскрытию и разобшению продуктивных горизонтов:

а) разработка технологий и технических средств для активизации выработки запасов водонефтяных зон (ВНЗ), а также устройств для вовлечения запасов неработающих пластов при эксплуатации единым фильтром многопластового неоднородного объекта;

б) разработка технологий проводки скважин через кыновские глины для бурения горизонтальных скважин на верхнюю пачку пластов пашийского горизонта;

8. Оценка предела рентабельности добычи нефти из высокообводненных скважин на завершающей стадии разработки;

9. Исследование возможности применимости решений, вырабатываемых для пашийского горизонта, и для других объектов терригенного разреза Ромашкинского месторождения.

## *Научная новизна*

1. Разработана научно обоснованная современная геологическая основа многопластового неоднородного объекта разработки пашийского горизонта Ромашкинского месторождения, учитывающая всю накопленную геолого-геофизическую информацию, а также влияние техногенных изменений, произошедших в процессе длительной разработки пластов, на базе:

- детального изучения особенностей строения терригенных отложений с привлечением для их интерпретации системы новых обобщенных петрофизических моделей и использования схемы классификации пластов-коллекторов горизонта  $D_1$ , выделенной по литолого-физическим параметрам – абсолютной проницаемости и суммарному содержанию в разрезе глинистой и алевритовой фракций, определенных по данным ГИС;

- выделения видов слоисто-неоднородного строения пластов в разрезе горизонта  $D_1$  с использованием разработанной схемы классификации коллекторов;

- определения возможности разукрупнения многопластового объекта на отдельные самостоятельные участки разработки путем совместного привлечения инструментов анализа на макро- и микроуровнях.

2. Получены коэффициенты текущего нефтеизвлечения по классам коллекторов слоисто-неоднородных и массивных пластов на базе:

- использования методики оценки выработанности запасов нефти пластов по степени и характеру заводнения;

- определения остаточных подвижных запасов рассчитанных с использованием флюидальной модели методики ТАВС (технология автоматизированного восстановления свойств) по классам пластов-коллекторов и по видам литолого-физической неоднородности;

3. В составе горизонта  $D_1$  выделены новые объекты, самостоятельная разработка которых позволяет увеличить объемы извлекаемых запасов нефти месторождения;

4. Новая геологическая модель, структура остаточных подвижных запасов нефти и коэффициенты текущего нефтеизвлечения по классам коллекторов служат фундаментом для создания гибких, объектно-ориентированных систем избирательного воздействия на остаточные запасы крупного многопластового неоднородного месторождения.

5. Определена зависимость величины капиллярного впитывания от параметров смачиваемости поверхности порового пространства. Отмечено, что направленная реагентная гидрофобизация поверхности порового пространства увеличивает подвижность нефти в охваченном воздействием объеме породы.

Новизна разработанных технических средств и технологий для извлечения нефти из пластов подтверждается патентами РФ.

#### ***Основные защищаемые положения***

1. Увеличение объемов извлекаемых из недр запасов нефти на длительно разрабатываемом нефтяном месторождении реализуется созданием системы дифференцированного объектно-ориентированного воздействия на продуктивные пласты, основанной на детализации геологического строения и структуры остаточных запасов, учете динамики техногенного изменения литолого-физических свойств пластов-коллекторов.

2. Новая детальная классификация пластов-коллекторов, дифференцированная оценка остаточных запасов в них, базирующиеся на применении технологии углубленной переинтерпретации данных ГИС по всему массиву скважин по методике ТАВС, в основе которой лежит использование системы обобщенных петрофизических моделей, описывающих трехкомпонентную модель песчано-алеврито-глинистой терригенной породы, служат геологической основой научного подхода к совершенствованию системы разработки пашийского горизонта Ромашкинского месторождения.

3. Уточнение особенностей макротекстурного строения и флюидального насыщения терригенного комплекса пород, вмещающего залежи нефти, на основе предложенной классификации.

4. Новый комплекс технических и технологических решений по приросту объемов извлекаемых запасов нефти для разных сочетаний геологических и гидродинамических условий.

#### ***Методы и объекты исследований***

При решении поставленных задач использовались результаты ежегодного анализа состояния разработки объектов НГДУ «Актюбанефть» (за 1989–1996 годы), НГДУ «Азнакаевскнефть» (за 1997–2009 годы), выполненного под руководством автора, результаты анализа влияния динамики эксплуатации месторождения на экологическую ситуацию региона и техногенное изменение недр, статистические методы обработки

промысловой информации, построение зависимостей фильтрационно-емкостных свойств пласта полученных по данным (ГИС) и по результатам промысловых испытаний с привлечением аппарата математического моделирования, результаты промысловых испытаний предложенных технологий и технических средств на выделенных участках-залежах самостоятельной разработки.

При исследовании петрофизических закономерностей девонских терригенных отложений и адаптации технологии ТАВС к геологическим условиям горизонта  $D_1$  использовались результаты петрофизических исследований керна по 32-м скважинам Павловской, Карамалинской, Азнакаевской и Холмовской площадей Ромашкинского месторождения.

Детализация геологического строения выполнена на основе результатов переинтерпретации записей ГИС по методике ТАВС в системе Gintel (руководитель Афанасьев С.В.) по 5158 скважинам Павловской, Зеленогорской, Восточно-Ленинградской, Холмовской, Карамалинской и Азнакаевской площадей терригенного девона, а также 4857 скважинам залежей №№ 2, 3, 33 бобриковских отложений, 190 тульских отложений Ромашкинского месторождения.

В диссертации использованы результаты анализа и последующего математического моделирования, выполненного Афанасьевым С.В., исследования более 240 образцов сплошного отбора керна в горизонте  $D_1$  по скважине № 775Д Павловской площади в лаборатории петрофизических исследований отдела ИСКиУ ТатНИПИнефть (руководитель Мусин К.М.).

### ***Реализация результатов работы***

Все положения и рекомендации диссертационной работы реализованы на объектах НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть», разрабатывающего восточный сегмент (Павловская, Зеленогорская, Восточно-Ленинградская, Холмовская, Карамалинская и Азнакаевская площади) Ромашкинского месторождения.

Методические рекомендации автора диссертации были использованы в работах ТатНИПИнефть по анализу разработки этих площадей.

Полученные результаты исследований составили методическую основу для целенаправленных работ по выявлению продуктивных интервалов и совершенствованию системы воздействия на остаточные запасы нефти, эффективность которых под-

тверждается результатами применения современных методов математического моделирования и геолого-промыслового анализа.

Адаптированная к конкретным геологическим условиям пашийского горизонта методика и предложенные принципы исследования геологического строения на поздней стадии нашли практическое использование на реальном объекте разработки – площадях восточного сегмента Ромашкинского месторождения.

### *Практическая ценность результатов работы*

1. Разработаны научно обоснованные гибкие, объектно-ориентированные системы избирательного воздействия на остаточные запасы Ромашкинского месторождения, учитывающие конкретные условия их сосредоточения, базирующиеся на уточненных представлениях о геологии терригенных девонских отложений, а именно:

- на усовершенствованной классификации пластов-коллекторов (система заводнения, выбор вытесняющего агента, степень водоподготовки);

- на целевых критериях способа воздействия по видам неоднородности пласта-коллектора (методы увеличения нефтеизвлечения пластов, выбор места подачи вытесняющего агента, выбор технологии бурения и работы с пластом, способ подачи вытесняющего агента, определение разновидностей гидродинамических способов воздействия на остаточные запасы);

- на учете обратимых и необратимых изменений коллектора в результате техногенного воздействия на пласт в процессе разработки (выбор способов вскрытия пластов и крепления обсадных колонн, выбор технологий воздействия на призабойную зону и межскважинное пространство, выбор места подачи вытесняющего агента).

2. Реализация всего комплекса мероприятий в течение 20-летнего периода работы автора в НГДУ «Азнакаевскнефть» позволила остановить падение добычи нефти, затем увеличить годовой объем отбора нефти с 3064 тыс. тонн в 1999 году до 3500 тыс. тонн в 2009 году. В 2009 году объекты НГДУ «Азнакаевскнефть» обеспечили 22,85 % добычи нефти Ромашкинского месторождения при доле запасов 19,45 % от запасов месторождения. На объектах НГДУ «Азнакаевскнефть» за 2009 год добыто нефти на 517 тыс. тонн больше по сравнению с вариантом при равномерном распределении годовой добычи месторождения пропорционально остаточным запасам нефти. Внедрение разработок данной работы позволило добыть дополнительно

2991,8 тыс. тонн нефти за 1997–2010 гг., обеспечив рентабельность производства при сохранении высокообводненных скважин в работе. На основе результатов проведенных исследований стало возможным восстановление скважин, выведенных из эксплуатационного фонда, что привело к уплотнению сетки скважин и положительно повлияло на нефтеизвлечение пластов.

3. На примере конкретных объектов НГДУ «Азнакаевскнефть» показано, что на поздней стадии эксплуатации можно значительно повысить эффективность разработки, степень извлечения запасов, снизить обводненность добываемой продукции, оптимизировать критерии эффективного применения технологий извлечения нефти и обработки призабойной зоны (ОПЗ), улучшить экологическую ситуацию и снизить степень техногенной нагрузки на окружающую среду.

4. Разработаны и внедрены в НГДУ «Азнакаевскнефть» технологии разработки и увеличения нефтеизвлечения, в т.ч. на уровне изобретений (патенты РФ на изобретение №№ 2001252, 2065940, 2061177, 2065942, 2078917, 2105142, 2108452, 2086753, 2125649, 2149989, 2152903, 2153572, 2182650, 2201496, 2205942, 2215129, 2225935, 2229016, 2236567, 2282023, 2282024, 2285789, 2315861, 2317410, 2332561, 2382183 и на полезную модель №№ 20539, 48360, 51660, 53712, 56946, 56951, 57349).

#### *Апробация работы*

Материалы диссертационной работы докладывались на:

- Международных симпозиумах и Международных научно-практических конференциях: 7 Европейском симпозиуме по методам увеличения нефтеотдачи (Москва, 1993); Eighth European symposium on improved oil recovery (Vienna, Austria, 1995); 8 международном конгрессе «Новые высокие технологии для газовой и нефтяной промышленности, энергетики и связи» (Казань, 1998); 2-ом Международном симпозиуме «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения» (Санкт-Петербург, 1997); 12-ом Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов» (Казань, 2003); Международной научно-практической конференции «Проблемы комплексной переинтерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. ГЕОМОДЕЛЬ- 2006» (Геленджик, 2006); научном симпозиуме SPE «Реактивизация разработки многопластового нефтяного месторождения на поздней стадии разработки» (Москва, 2006); Международной конференции, посвященной добыче 3-миллиардной тонны нефти в РТ

«Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов» (Казань, 2007).

- научно-практических конференциях: «Ресурсо- и энергосбережение в Республике Башкортостан: проблемы и задачи» (Уфа, 1997); посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий» (Бугульма, 1997) и «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона» (Лениногорск, 1998); «Совершенствование методов проектирования разработки нефтяных месторождений Татарстана на современном уровне» (Казань, 2004); «Перспективы стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения» (Альметьевск, 2007).

- заседании ЦКР Роснедра по рассмотрению IV Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения (Москва, 2004);

- научно-технических совещаниях ОАО «Татнефть», НГДУ «Азнакаевскнефть» (Альметьевск, Азнакаево, 1989–2011 гг.), ТатНИПИнефть (Бугульма, 2005–2011 гг.),

- годовых собраниях Волго-Камского регионального отделения РАЕН ежегодно, начиная с 2001 года по 2010 год.

### ***Публикации***

По материалам диссертации опубликовано 64 печатных работы, в том числе 1 монография, 19 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ. Получено 56 патентов РФ на изобретения и 34 патентных свидетельства РФ на полезную модель.

### ***Структура и объем работы***

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 172 наименований. Изложена на 323 страницах машинописного текста, содержит 91 рисунок, 97 таблиц и Приложение.

Автор выражает глубокую благодарность как ученик учителю академику Академии наук РТ и РАЕН, доктору геолого-минералогических наук, профессору КГУ Р.Х. Муслимову; академику Академии горных наук и РАЕН, доктору геолого-минералогических наук, профессору, главному геологу ОАО «Татнефть» Р.С. Хисамову за поддержку творческой инициативы в течение долгих лет совместной работы; научному консультанту академику Академии наук РТ, доктору технических наук,

профессору Р.Р. Ибатуллину за внимание, ценные советы при обсуждении основных положений, которые способствовали плодотворной деятельности на стадии написания диссертационной работы, а также сотрудникам геологической и технической служб НГДУ «Азнакаевскнефть» за совместную творческую работу в течение 21 года над решением проблем при разработке объектов восточного сегмента Ромашкинского месторождения, обобщающим итогом которой является реферируемая работа.

### **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснованы актуальность детализации геологического строения, необходимость комплексного изучения объекта разработки и создания системы воздействия на остаточные запасы, нацеленной на увеличение извлекаемых запасов нефти пластов, обеспечивающей рентабельную эксплуатацию месторождения на поздней стадии разработки. Сформулированы цель и основные задачи работы, показаны ее научная новизна и практическая ценность.

**В первом разделе** сделан обзор литературы по геологическому изучению и истории разработки уникального Ромашкинского месторождения, по ходу проектирования и выполнения проектных решений. Эти вопросы обобщены и представлены в работах Р.Х. Муслимова, Р.С. Хисамова, Р.Г. Абдулмазитова, Р.Б. Хисамова, Л.М. Мироновой, Н.С. Гатиятулина, В.В. Ананьева, В.М. Смелкова, Р.К. Тухватуллина, Б.В. Успенского, И.Н. Плотниковой, Е.Д. Войтовича и других авторов.

Многолетний опыт разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан позволил систематизировать накопленный фактический материал по геологии и разработке, необходимый для решения теоретических и практических задач нефтяной и нефтепромысловой геологии.

Анализ истории открытий и разработки нефтяных месторождений показывает, что важнейшее значение для развития нефтяной индустрии имело освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении. Оно явилось фундаментом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Большой вклад в теорию и практику разработки Ромашкинского месторождения внесли ученые и производственники: Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Ахметзянов, З.М. Ахметов, Н.З. Ахметов, В.Ф. Базив, Ю.Е. Батулин, А.Ф. Блинов, Г.Г. Вахитов, Г.Ф. Веревкина, А.А. Вильданов, Р.Г. Габдуллин, А.Ш. Газизов, И.Ф. Глумов, В.А. Горюнов, В.Г. Грызунов, Н.Ф. Гумаров, Т.Е. Данилова, Р.Н. Дияшев, В.Н. Долженков, Н.И. Зевакин, Н.Х. Зиннатуллин, Р.Р. Ибатуллин, М.М. Иванова, Р.К. Ишкаев, Г.Ф. Кандаурова, Р.С. Ка-

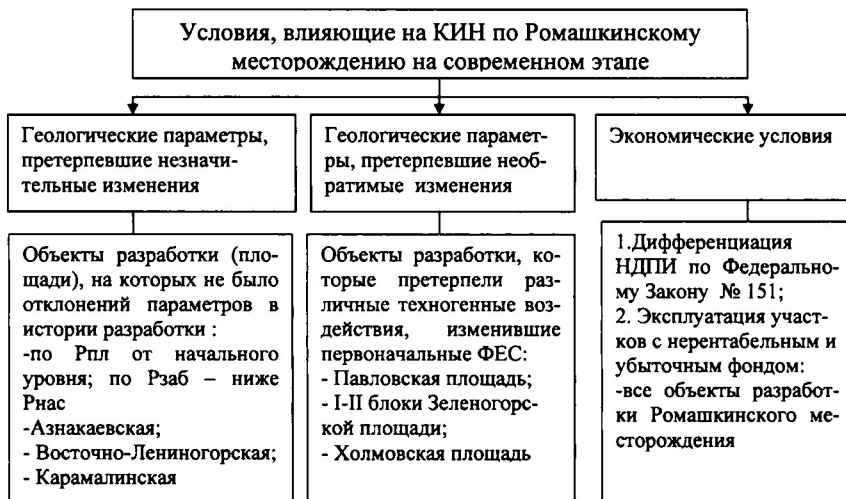
симов, А.Г. Корженевский, Ф.М. Латифуллин, В.Д. Лысенко, Л.М. Миронова, К.М. Мусин, Р.Х. Муслимов, М.Х. Мусабилов, Р.З. Мухаметшин, Э.Д. Мухарский, А.В. Насыбуллин, Н.Н. Непримеров, А.Т. Панарин, Р.Г. Рамазанов, Р.З. Сахабутдинов, О.Е. Старов, Э.И. Сулейманов, С.А. Султанов, Ш.Ф. Тахаутдинов, В.П. Тронов, Р.Т. Фазлыев, Р.Х. Фаткуллин, В.Г. Халтурин, Н.И. Хаминов, Р.Б. Хисамов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, Р.З. Юдинцев, И.Г. Юсупов, и другие.

В основу всех четырех Генеральных схем разработки месторождения положено вовлечение в разработку запасов за счет заводнения. Этапы проектирования всех четырех Генеральных схем, их реализация и отклонения от принципов и изменение их по ходу внедрения, отражение этих решений на состоянии разработки площадей восточного сегмента и последствия их анализируются в первом разделе. Обращается внимание на негативные последствия отказа от внедрения многоэтапной системы разработки (внедрялась только на Азнакаевской площади) без реконструкции системы размещения сточных вод, который привел к ситуации неподготовленности к периоду эксплуатации месторождения при высокой обводненности. Превышение объемов закачки над отбором жидкости отрицательно отразилось не только на состоянии наземных транспортных коммуникаций и усложнило условия разбуривания площадей и ремонта скважин. Самое отрицательное – усилило техногенное изменение коллектора. Образование трещин в местах интенсивной закачки и защемление запасов за счет необратимых изменений в результате снижения пластового давления ниже критических величин в местах ее отсутствия ухудшили структуру запасов месторождения, способствовали появлению нерентабельных скважин с предельной обводненностью, что отрицательно повлияло на выработку запасов. Техногенное изменение коллекторских свойств пласта в процессе разработки залежи (изменение размеров пор и относительной проницаемости) происходит в результате процессов взаимодействия породы и флюида, флюидов между собой, изменения давления и температуры и механических воздействий. Изменение проницаемости зависит от различных факторов поражения: скорости отложения мелких частиц, высвобождения частиц, скорости уноса мелких частиц, скорости абсорбции жидкости, разбухания глинистых составляющих породы, скорости изменения размеров пор, коагуляции поровых каналов, минералогического состава пористой среды, концентрации солей, смачиваемости породы, смачиваемости мелких частиц, давления, температуры. Из этих факторов эффективно можно управлять только давлением в пластах с хорошими ФЕС, температу-

ра управляема ограниченно, регулирование концентрацией солей и смачиваемостью поверхности порового пространства коллекторов требуют дополнительных финансовых вложений для внедрения закачки высокоминерализованной пластовой воды и технологий работающих на наноуровне.

Показаны условия, влияющие на КИН Ромашкинского месторождения на сегодняшнем этапе разработки, которые необходимо учитывать при дальнейшем проектировании систем воздействия на остаточные запасы (таблица 1).

Таблица 1 – Природные, техногенные и экономические условия, влияющие на КИН



Поскольку активно можно влиять только на фактор давления, а все остальные факторы работают независимо от субъективного влияния, при выделении условий, влияющих на КИН, за основу взят именно этот фактор и изменение плотности сетки скважин.

К категориям объектов по геологическим условиям, претерпевшим незначительные изменения, отнесены объекты разработки, на которых не было отклонений от первоначальных параметров в истории разработки (Рпл., Рзаб.). Объекты, на которых реализованы принципы I Генеральной схемы, приведшие к уменьшению плотности сетки скважин, включены в эту же категорию.

На примере Азнакаевской площади показаны последствия исполнения одного из принципов I Генеральной схемы, предусматривающего отключение эксплуатационных рядов скважин при достижении 50 % обводненности. В результате этого ис-

пользование пробуренного фонда скважин снизилось до 43,9 % против показателей других площадей от 60,5 % до 75,0 %. Плотность сетки скважин, фактически достигнутая от пробуренного фонда, по состоянию на 01.01.2010 г. составила 30,5 га/скв., по эксплуатационному фонду – 60,8 га/скв. Этот показатель по состоянию на 01.01.1998 г. составлял 79,5 га/скв.

Эти последствия привели к резкому падению добычи нефти на Азнакаевской площади после достижения высокой выработки запасов в стягивающих рядах. Невыработанные запасы остались за линиями переноса нагнетания.

На примере Павловской и Холмовской площадей показаны необратимые изменения в результате техногенных воздействий (рисунки 1, 2).

Значительное превышение объемов закачки воды над отборами жидкости в течение продолжительного времени на Павловской площади (более 15 лет) привело к образованию системы техногенных трещин в высокопроницаемых пластах.

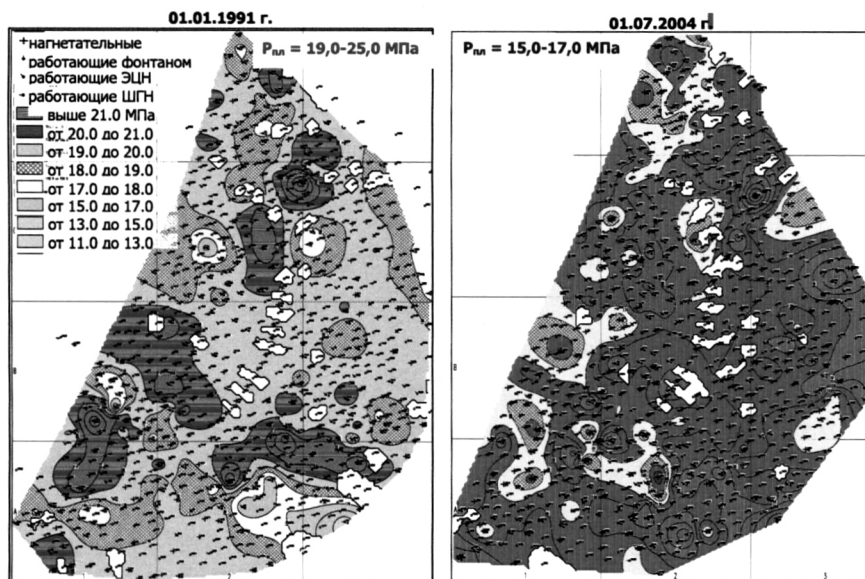


Рисунок 1 - Карта изобар пласта «г<sub>1</sub>» Павловской площади по состоянию на 01.01.91г. и на 01.07.2004 г.

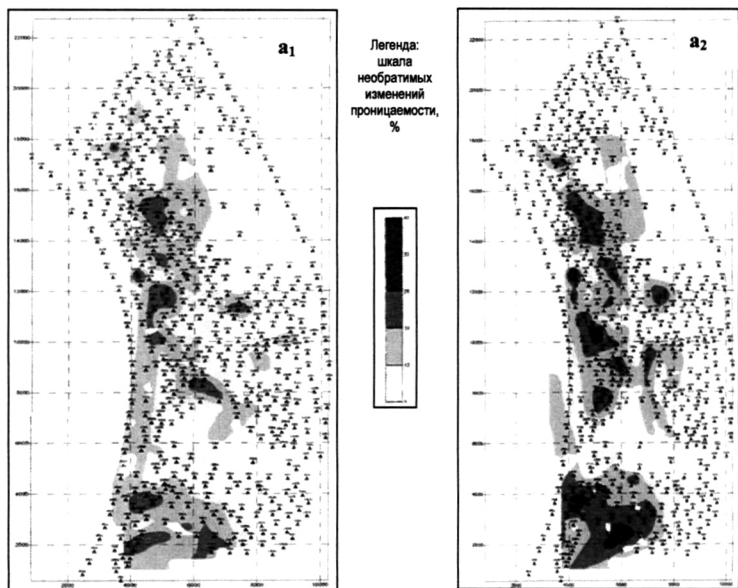


Рисунок 2 - Карта необратимых изменений проницаемости пластов «а<sub>1</sub>» и «а<sub>2</sub>» Холмовской площади, вызванных разработкой месторождения в 1953-1996гг.

Более поздний, на 20 лет, ввод в разработку Холмовской площади привел к снижению пластового давления до критических величин, ниже которых происходят необратимые процессы в поровом пространстве, приводящие к снижению ФЕС и КИН пласта.

Показано, что в рыночных условиях началось применение терминов «нерентабельные», «убыточные» по отношению к скважинам. Эти термины используются в результате отношения к скважине как к объекту, а не как к элементу рентабельного объекта.

Вывод скважин из эксплуатации по причине «нерентабельности и убыточности» приводит к разрежению плотности сетки скважин, сокращает технологическую возможность регулирования процессами разработки гидродинамическими методами и технологиями методов увеличения нефтеотдачи (МУН), что отрицательно повлияет на КИН. Вопрос эксплуатации участков с нерентабельными и убыточными скважинами касается всех объектов Ромашкинского месторождения.

Вопросы разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, влияния особенностей геологического строения и техногенного изменения пласта на выработку запасов нефти освещены обзором литературы, а также конкретными примерами из опыта работы автора. Показаны пути решения проблем выработки запасов пластов малой толщины с низкими ФЕС терригенных коллекторов тульского горизонта с использованием горизонтальных нагнетательных скважин и выработки запасов нефти водонефтяных зон залежи № 2 бобриковских отложений с использованием несложного забойного оборудования, исключая образование конусообразования при форсированном отборе.

Анализ результатов реализации принципов Генеральных схем разработки позволил выявить, что невозможность учета всех особенностей геологического строения продуктивных отложений на начальном этапе и ограниченность доступа к техническим достижениям мирового уровня в период реализации III Генеральной схемы (1975–1990 гг.) ускорили присущую неоднородным коллекторам опережающую выработку запасов нефти песчаников нефтяной зоны и значительное отставание выработки водонефтяных зон, слабопроницаемых пластов и высокопродуктивных глинистых пластов (таблица 2).

На основе анализа истории разработки месторождения Муслимовым Р.Х. и др. и на базе собственного опыта автором составлена таблица 2 и сделано заключение о том, что в основу IV Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения заложена классификация пластов-коллекторов, разработанная в первой половине 80-х годов прошлого века, соответствующая времени действия принципов III Генеральной схемы, что не позволяет полноценно учитывать детали геологического строения месторождения. При этом ожидаемая выработка запасов будет ниже, чем при использовании более полной информации и инструментов, позволяющих детализировать геологическое строение и структуру запасов нефти для создания системы дифференцированного объектно-ориентированного воздействия на пласты.

Сделан вывод о том, что при изученности геологического строения месторождения по эксплуатационной сетке скважин для создания эффективной системы воздействия на подвижные запасы, не вовлеченные в разработку, необходимо:

- использовать для детализации геологического строения весь пробуренный фонд скважин, извлекая максимальную информацию о строении пласта на момент первичного вскрытия, из результатов ГИС в открытом стволе, применяя технологии интерпретации, основанные на обобщенных петрофизических моделях;

Таблица 2 - Анализ результатов реализации принципов Генеральных схем разработки гор-та Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения

Степень реализации принципов I-й Генсхемы	Принципы разработки I-й Генеральной схемы	Недостатки Генеральных схем, обнаруженные после их реализации			Недостатки IV-й Генеральной схемы
		I	II	III	
Реализованы и выдержаны во всех Генеральных схемах	<p>1. Разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на самостоятельно разрабатываемые площади.</p> <p>2. Бурение скважин разрезающих рядов в первую очередь.</p> <p>3. Освоение нагнетательных скважин под закачку через одну с интенсивным отбором нефти из промежуточных скважин с целью образования водяного коридора по линии нагнетания.</p> <p>4. Возможность дальнейшего уплотнения сетки добывающих и нагнетательных скважин за счет предусматриваемого резерва – 30 % от общего числа скважин.</p>	<p><b>Главный недостаток</b> Линейная система заводнения не обеспечивает полного охвата пластов процессом разработки.</p> <p><b>Главная причина</b> Недостаточный учет особенностей геологического строения эксплуатационного объекта из-за низкой его изученности к моменту проектирования системы разработки.</p> <p><b>Главный результат</b> Опережающая выработка запасов нефти песчаников нефтяной зоны и значительное отставание выработки водонесной зоны и слабопроницаемых пластов. Не обеспечивалась полнота охвата залежи заводнением.</p>	<p><b>Главный недостаток</b> Не обеспечивается полный охват заводнением эксплуатационного объекта.</p> <p><b>Основная причина</b> Недостаточная плотность сетки скважин (удельная плотность сетки скважин была на 6 % ниже, чем удельная плотность по I-й Генсхеме), неравномерное размещение их по площади, недостаточность мероприятий по разукрупнению объекта разработки и развитию систем заводнения.</p> <p><b>Результат</b> Неудовлетворительная выработка запасов ВНЗ, слабопроницаемых пластов, высокопродуктивных глинистых пластов.</p>	<p><b>Внедрение рекомендаций</b> III-й Генсхемы дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти из-за обводнения. Однако эффективность части решений оказалась ниже, чем предусматривалось Генсхемой.</p> <p><b>Основная причина</b> Недоучет реальных возможностей ввода в разработку невыработываемых запасов.</p> <p><b>Результат</b> Не обеспечена эффективная выработка запасов ВНЗ. Ввод в разработку запасов слабопроницаемых пластов не был осуществлен из-за нерешенности ряда технических и технологических вопросов. В процессе реализации III-й Генсхемы произошли техногенные изменения коллекторов (образование трещин в высокопроницаемых коллекторах и необратимые деформации низкопродуктивных слабопроницаемых пластов).</p>	<p><b>Главный недостаток</b> В основу IV-й Генсхемы заложена классификация пластов-коллекторов, разработанная в первой половине 80-х годов XX века, соответствующая времени действия принципов III-й Генсхемы, что не позволяет полноценно учитывать детали геологического строения месторождения и структуру текущих запасов нефти.</p> <p><b>Ожидаемый результат</b> Ожидаемая выработка запасов ниже, чем при использовании более полной информации и инструментов, позволяющих детализировать геологическое строение и структуру запасов нефти для создания системы дифференцированного объектно-ориентированного воздействия на продуктивные пласты.</p>
Реализованы и выдержаны частично (на отдельных площадях)	<p>5. Отклонение первых рядов добывающих скважин при 50 %-ном их обводнении.</p> <p>6. Дальнейшее разбуривание центральной части площадей после обводнения добывающих внешних рядов скважин.</p> <p>7. Перенос фронта нагнетания воды после обводнения второго ряда добывающих скважин и выключения его из работы.</p>				
Претерпели существенные изменения при внедрении	<p>8. Вскрытие всех пластов нефтеносного горизонта Д<sub>1</sub> в добывающих и нагнетательных скважинах общим фильтром.</p> <p>9. Совместная закачка воды во все пласты на первоначальной стадии разработки с последующим переходом на раздельную закачку, а также на раздельный отбор нефти по добывающим скважинам (по мере необходимости) в процессе уточнения геологического строения продуктивных пластов.</p> <p>10. Плотность размещения добывающих скважин в пределах 24. . 25 га/скв.</p> <p>11. Расстояние от ряда нагнетательных скважин до первого ряда добывающих скважин, вдвое превышающее расстояние между добывающими рядами.</p>				

- учитывать степень техногенных воздействий на геологическое строение и состояние запасов объекта разработки.

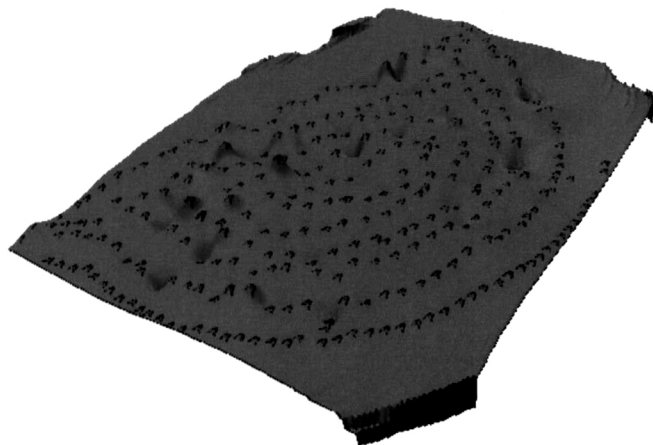
**Второй раздел** посвящен выработке современных подходов к вопросу разработки пашийского горизонта Ромашкинского месторождения.

На основании выводов предыдущего раздела показана необходимость проектирования разработки уникального объекта – горизонта  $D_1$  – на новой геологической основе с учетом результатов техногенного воздействия в процессе разработки, проявившегося в изменении геолого-физических характеристик объекта. На стадии геологической изученности, когда месторождение разбурено эксплуатационной сеткой скважин, структурная карта показывает осложненную многочисленными положительными и отрицательными структурами поверхность пашийского горизонта (рисунок 3). При вводе этого объекта в разработку такие особенности строения поверхности Ромашкинской структуры не имели принципиального значения. При выработанности запасов около 90 %, каждая деталь его геологического строения приобретает решающее значение при выборе системы воздействия на остаточные запасы.

Ромашкинский «слоеный пирог», осложненный многочисленными телами, выделяемыми по структурным, литологическим и гидродинамическим параметрам, нуждается в проектировании разработки начиная с создания уточненной геологической модели (рисунок 4):

а) построение геологической модели по результатам углубленной переинтерпретации и детальной корреляции ГИС; б) выделение геологически и гидродинамически обособленных тел и подсчет запасов нефти в этих телах; в) создание постояннодействующих гидродинамических моделей (ПДГМ) выделенных тел (по мере необходимости); г) подготовка кадров и приобретение технических средств и программных комплексов; д) разукрупнение объектов разработки согласно классификации пластов-коллекторов; е) создание систем управления движением оставшихся в пласте запасов нефти к забоям добывающих скважин; ж) обеспечение условий фонтанирования за счет использования горного давления в первую очередь в массивах высокопроницаемых коллекторов путем реализации патента РФ № 2297528 и резкое снижение себестоимости добычи нефти; з) увеличение коэффициента нефтеизвлечения месторождения путем управления силами поверхностного натяжения в поровом пространстве за счет использования гидрофобных и гидрофильных разностей модифициро-

а)



б)

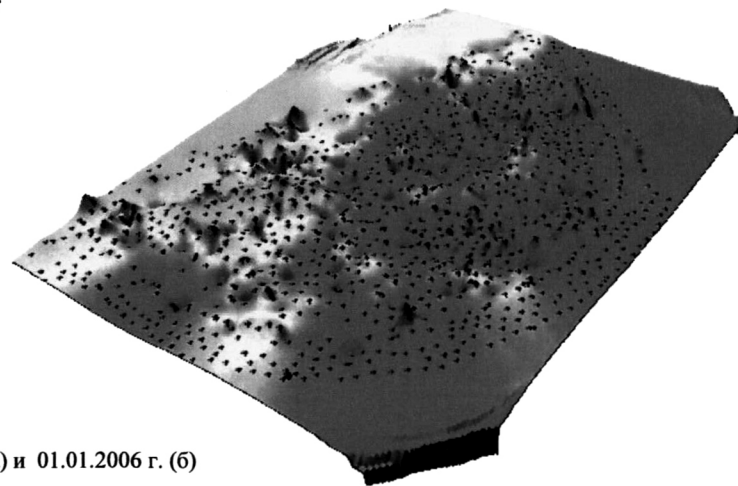


Рисунок 3 - Структурная карта поверхности верхнего известняка по состоянию на 01.01.1970 г. (а) и 01.01.2006 г. (б)

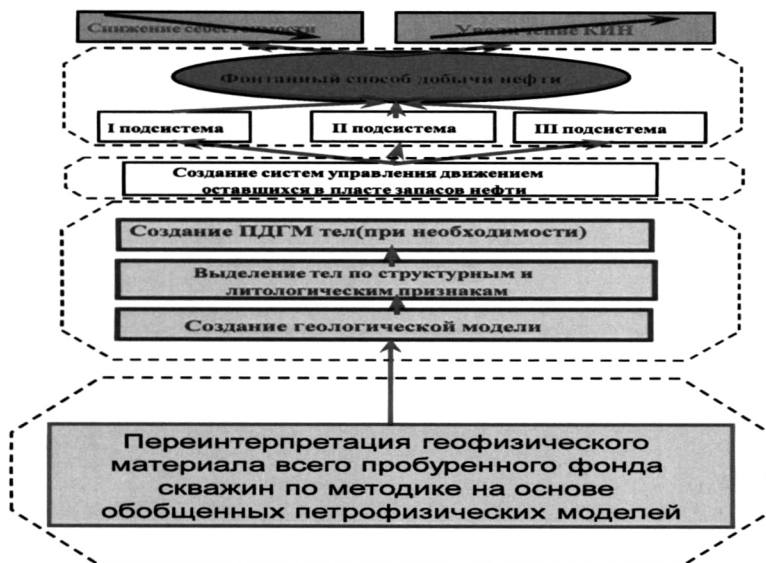


Рисунок 4 - Основные принципы выработки остаточных запасов

ванных кремнезёмов; и) детальный анализ состояния пробуренного фонда скважин с целью эффективного использования его и определение принципиальных подходов к строительству новых скважин.

Очень важно знать количество подвижных запасов нефти в недрах. Определение этих запасов по самостоятельным объектам проектирования (геологические тела, залежи, сформированные в процессе разработки в силу неоднородности пласта-коллектора, и т.д.) позволит создать высокоэффективные системы воздействия на эти запасы и исключить участки с выработанными или невырабатываемыми (неподвижными) запасами из проектирования.

**Третий раздел** посвящен поиску инструментов для детализации геологического строения объекта разработки. Рассматривается двухуровневая детализация: а) макроуровень – выполняется существующими инструментами геологического картирования штатными специалистами; б) микроуровень – выделение послонной и зональной неоднородностей пластов эксплуатационного объекта по результатам переинтерпретации данных ГИС всех пробуренных скважин с использованием методик, соз-

данных на основе обобщенных петрофизических моделей. Переход от эмпирических связей к петрофизическим моделям связан с необходимостью решения проблемы выделения, изучения и оценки сложных коллекторов на поздней стадии разработки месторождения, когда система, созданная на ранних стадиях разработки, пришла в противоречие с измененными геологическими условиями.

Проанализированы история и современное состояние исследований литологии, фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов. Появление новейших достижений в геофизических исследованиях скважин и передовых технологий интерпретации данных ГИС за рубежом, а также на российском рынке позволяет проводить оценку параметров продуктивного пласта более детально и дифференцировать их по определенным свойствам. В работе В.С. Афанасьева и С.В. Афанасьева «Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы» показано, что для достоверной интерпретации электрического каротажа необходимо иметь обобщенную петрофизическую модель, которая описывает удельную электропроводность гранулярной породы во всем литологическом диапазоне «песчаник – алевролит– глина». В соответствии с новой моделью электропроводность породы как гетерогенной среды, образованной не проводящими электрический ток частицами, определяется интегральной удельной электропроводностью электролита, насыщающего поры породы, объемное содержание которых равно произведению  $K_p \cdot K_v$ , где  $K_p$  – пористость породы;  $K_v$  – водонасыщенность породы.

Применение новой петрофизической модели электропроводности позволяет более корректно интерпретировать данные электрического каротажа и открывает новые возможности при оценке важнейших свойств продуктивных пластов.

В задачу данной работы входят выявление многообразия геологического строения и систематизация сложнопостроенных терригенных коллекторов:

- изучение коллекторских свойств пород на основе переинтерпретации данных ГИС;
- уточнение классификации коллекторов терригенного девона и систематизация многообразия сочетаний разных классов пластов-коллекторов пашийского горизонта с целью создания геологической основы для дальнейшего проектирования систем воздействия на остаточные запасы.

В связи с этой задачей в работе показано, что многообразие свойств горных по-

род, и прежде всего различие порового пространства, сказалось на сложности построения универсальной классификации терригенных коллекторов и привели многих исследователей к созданию ряда классификационных схем коллекторов нефти и газа, дифференцируя их по-разному: по литологическому признаку, по морфологическим признакам порового пространства, по величине проницаемости, по соотношению проницаемости с открытой пористостью, «геофизической классификации» коллекторов и другие.

На современном этапе анализ данных, получаемых при геофизических исследованиях скважин с непрерывной характеристикой разреза и с использованием технологий интерпретации на базе обобщенных петрофизических моделей, содержит информацию, достаточную для сравнительно детального подразделения терригенных коллекторов на классы и виды, а также позволяет дифференцировать продуктивные пласты для создания самостоятельных систем разработки.

В результате более детального изучения геолого-промысловых особенностей геологического строения и уточнения потенциальных добычных возможностей горизонта  $D_1$  на площадях НГДУ «Азнакаевскнефть» возникла необходимость построения геологической модели пласта на основе переинтерпретации данных ГИС с использованием технологии автоматизированного восстановления свойств (ТАВС) терригенных коллекторов в системе «Gintel».

Литолого-петрографический анализ пашийского горизонта по данным переинтерпретации ГИС с применением ТАВС хорошо коррелируется с данными анализа керна, проведенного в ТатНИПИнефть. На примере данных Павловской площади показано, что содержание пелитовой фракции (размеры зерен  $< 0,01$  мм) в коллекторах Ромашкинского месторождения составляет не более 2,5 %. Преобладающую часть в коллекторах составляет доля мелкоалевритовой фракции (размеры зерен 0,01...0,05 мм), которая в большей степени представлена в пластах верхней пачки горизонта  $D_1$ . Пелитовый и мелкоалевритовый материалы распространены в пластах неравномерно и ухудшают коллекторские свойства пород. Этот факт необходимо учитывать при анализе и создании системы воздействия на остаточные запасы пластов. Согласно данным этого анализа, пласты-коллекторы горизонта  $D_1$  обладают макронеоднородной слоистой текстурой, обусловленной чередованием слоев с различными гранулометрическими, петрофизическими и фильтрационными свойствами,

что свидетельствует о неравномерном характере осадконакопления в процессе их формирования.

Таким образом, при решении вопросов разработки неоднородных пластов Ромашкинского месторождения следует учитывать суммарное содержание в пласте-коллекторе пелитового и мелкоалевритового материалов. Пласты-коллекторы представлены слабглинистыми песчано-алевритовыми разностями пород. При невысокой вариации коэффициента пористости пластов (18...23 %) существенно изменяется соотношение объемов песчаной и алевритовой фракций в скелете, соответственно значительно изменяются фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Технология автоматизированной интерпретации данных ГИС в терригенном разрезе ТАВС обеспечивает восстановление геологических характеристик всех литологических типов терригенных пород, слагающих исследуемый разрез. Отсутствие этих характеристик является существенным недостатком в действующей методике интерпретации, применяемой на месторождениях Татарстана.

Такая детализация геологического строения и подробная информация о техногенных изменениях основного объекта разработки месторождения продиктованы необходимостью разработки новых проектных решений. Автор, будучи главным геологом НГДУ, ежедневно сталкивался с несоответствием существующей системы воздействия и структуры остаточных запасов, распределенных в соответствии с измененными геологическими условиями. Такая система не обеспечивает получения конкурентоспособной эффективности от использования недр, уступая месторождениям, имеющим менее сложную структуру запасов. Для сохранения месторождения в разработке необходимо привести систему разработки в соответствие с измененными геологическими условиями и структурой остаточных запасов. Для этого необходимо детализировать геологические условия их залегания.

Разобраться в условиях сосредоточения остаточных запасов можно, используя данные ГИС в открытом стволе. Применение системы обобщенных петрофизических моделей позволяет достоверно оценить свойства конкретных пород в единой системе физико-геологических координат. Информация в таком виде существует по каждой пробуренной скважине.

Степень использования этой информации зависит от наличия инструментов для ее расшифровки. Решение проблемы выделения, изучения и оценки сложных коллек-

торов требует перехода от эмпирических связей к петрофизическим моделям, от петрофизических моделей к петрофизическим законам, от определения общей пористости к эффективной (динамической), от поправочных методик интерпретации к адаптивным.

Изучение геологического разреза терригенных отложений девона проводилось в Системе автоматизированной интерпретации результатов ГИС с визуальной графикой исходных и результирующих данных ГИС – «Gintel».

Для работы в системе «Gintel» ее авторами (Афанасьев С.В. и др.) в 2000 году была предложена технология интерпретации ESKS-TABC, в рамках которой оценка свойств пород в разрезах скважин осуществляется алгоритмом Методики автоматизированного восстановления свойств пород в терригенном разрезе (методики TABC). В период 2000 – 2005 гг. авторами методики были выполнены работы по адаптации ее к геологическим условиям терригенного девона и карбона Ромашкинского месторождения. По инициативе автора диссертации методика TABC была применена при переинтерпретации скважин по всем площадям НГДУ «Азнакаевскнефть». В 2003 году методика TABC была защищена патентом РФ на изобретение № 2219337. В 2009 году методика TABC прошла апробацию в ГКЗ РФ. В настоящей редакции она представляет собой готовый к промышленному применению инженерный инструмент для углубленной интерпретации данных ГИС.

Технологии автоматизированного восстановления свойств терригенных пород в разрезах скважин по методике TABC базируются на результатах установленных ее авторами важнейших базовых петрофизических закономерностей, которые позволяют произвести детальную интерпретацию данных ГИС в разрезах скважин с заданным шагом квантования (0,1; 0,2 м и т.д.), получить результирующие непрерывные кривые коэффициентов пористости ( $K_n$ ), песчаности ( $K_{песч}$ ), алевроитности ( $K_{ал}$ ), глинистости ( $K_{гл}$ ), абсолютной проницаемости ( $K_{пр.абс}$ ), общей водонасыщенности ( $K_{в}$ ), связанной водонасыщенности электрическими и капиллярными силами ( $K_{в.св.}$ ), нефтенасыщенности ( $K_n$ ), остаточной нефтенасыщенности ( $K_{но}$ ), корректные не только в интервале коллекторов, но и во вмещающих породах, т.е. представить терригенные отложения как единый резервуар пород (таблица 3).

Таблица 3 - Сопоставление возможностей двух технологий интерпретации ГИС

Возможности	Технология ИНГИС	Технология ТАВС (Gintel)
Литологическое расчленение	в интервале пласта- коллектора	в интервале пласта-коллектора и во вмещающих породах терригенного разреза
Определение ФЕС	непрерывное по пласту-коллектору с шагом квантования 0,1; 0,2 м и т.д.	непрерывное по всему разрезу с шагом квантования 0,1; 0,2 м и т.д.
Определяемые параметры	Кп, Кгл, Кпр абс, Кпр фаз, Кн, Кно, Кв	Кп, Кн, Кно, Кв, Кпр абс, Кв.св. (Кв.св.э.+Кв.св.к.), Кпесч+ Кал+Кгл.
Определение проницаемости	$K_{пр} = f(K_{п} \text{ с учетом } K_{гл})$	$K_{пр} = f(K_{п}, K_{в.св})$

Сопоставление возможностей разных интерпретационных подходов показывает увеличение степени извлечения полезной информации из кривых геофизических исследований для построения геологической модели под проектирование систем разработки с переходом на обобщенные петрофизические модели.

Геологическая модель должна создаваться в рамках определенных правил. Попытки использования результатов переинтерпретации материалов ГИС в системе «Gintel» по технологии ТАВС для построения карт распространения коллекторов в рамках принятой в первой половине 80-х годов прошлого века ОАО «Татнефть» классификации пластов-коллекторов привели к сокращению площади распространения коллекторов. Пласты, находящиеся в эксплуатации и дающие продукцию, оказались в «неколлекторах».

Разбор данной ситуации, выполненный автором диссертации совместно с авторами методики ТАВС и специалистами ТатНИПИнефть, показал, что значительная часть пластов второй группы по действующей классификации в новой интерпретации имеет коэффициент проницаемости ниже принятых для Ромашкинского месторождения кондиционных значений ФЕС (0,03 мкм<sup>2</sup> - по проницаемости, 12,6 % - по пористости). Эти факты послужили доказательством того, что действующая классификация не отражает реальную картину. Появились новые факты притока из пластов с параметрами ниже кондиционных значений, которые не объясняются на основе классификации, принятой для терригенного девона. По результатам интерпретации данных ГИС по методике ТАВС такие интервалы были оценены как коллекторы в породах,

представленных новым литологическим типом – алевролитами, в разной степени песчанистыми и глинистыми.

В работе показано, что поиском эффективных методов определения коллекторских свойств пластов занимаются многие исследователи. Тем не менее, принципиальными остаются вопросы интерпретации данных геофизических исследований скважин и построения геологических моделей слоисто-неоднородных терригенных коллекторов горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения. Острота проблемы повышения информативности ГИС приобрела особую значимость со вступлением месторождения в позднюю стадию разработки и связанным с этим соответствующим ростом требований к финансовым вложениям.

Значительное влияние на величины параметров коллектора оказывают его минералогический и фракционный составы. Особенно ярко это проявляется в наблюдаемых различиях комплексов свойств песчано-алевритовых коллекторов. Непосредственно и сильно влияющим на параметры коллектора литолого-структурным фактором являются строение и характер порового пространства и, прежде всего, размер (радиус) поровых каналов. От величины радиуса поровых каналов и от соотношения объемного содержания в поровом пространстве крупных и тонких каналов зависят величина проницаемости породы, значения содержания связанной воды и других параметров, действующих у стенок поровых каналов.

По данным, полученным на основе использования объемной модели породы, определяемой при интерпретации данных ГИС по ТАВС, были построены зависимости параметров коллекторских свойств пласта – пористости и проницаемости – от суммарного содержания в коллекторе глинистой и алевритовой фракций (рисунок 5).

На основе полученных зависимостей была предложена классификация пластов-коллекторов (таблица 4). Критериями выделения классов коллекторов являются коэффициент проницаемости и суммарное содержание в коллекторе глинисто-алевритовой фракции (К<sub>гл</sub>+К<sub>ал</sub>). Очень важным является определение нижних кондиционных границ фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов. ТатНИПИнефть в ходе анализа разработки Павловской площади проведена работа по определению граничного значения проницаемости по данным технологии ТАВС и результатов испытаний. Критерии выделения проницаемых пластов выбирались путем сопоставления параметров К<sub>пр</sub>, К<sub>в.св.</sub> и К<sub>гл</sub>, определяемых по данным радиоактивного метода и собственной поляризации, с результатами испытаний пластов.

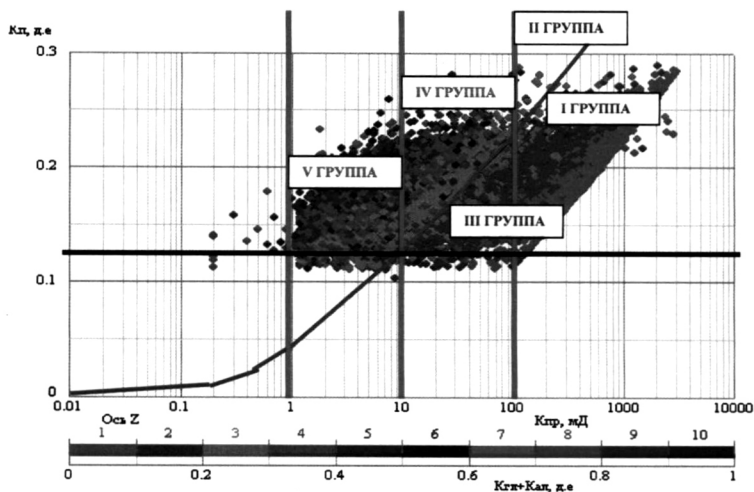


Рисунок 5 - График зависимостей пористости и проницаемости пластов-коллекторов от суммарного содержания в породе глинистой и алевритовой фракций

Всего для выработки граничных критериев проницаемости было отобрано около 60 объектов Павловской площади. Необходимым условием для отбора скважин с испытаниями было наличие в пределах опробования пласта с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Для разбивки непрерывных кривых результатов интерпретации, в системе «Gintel» использовалась функция получения осредненных данных по выделенным пропласткам в автоматическом режиме. Подобная процедура позволила перевести интегрально изменяющиеся кривые в дискретные значения и сопоставить с результатами испытаний. Все отобранные объекты испытаний размещались в двух системах координат параметров  $K_{пр.абс}$  и  $K_{п}$ , а также  $K_{пр.абс}$  и  $K_{в.св}$  и представлены, соответственно, на рисунках 6 и 7.

На эти координаты наносились также различными цветными геометрическими фигурами результаты испытаний. Большая часть объектов имеют приток флюида больше 1 т/сут, однако имеется группа скважин с притоком менее 1 т/сут.

На основе анализа графиков на рисунках 6, 7 можно сделать вывод, что коэффициент проницаемости пластов низкопродуктивных коллекторов в большей степени изменяется с возрастанием доли связанной воды в породе и меньшее влияние оказывает изменение пористости.

Таблица 4 - Классификация пластов-коллекторов горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения (по материалам исследования Павловской и др. площадей НГДУ «Азнакаевскнефть»).

ТатНИПИнефть-ТАВС					Литолого-петрографическая характеристика пластов-коллекторов (по данным Т.Е. Даниловой)						Промысловая характеристика	
группы пород	Кпр. абс. 10 <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup>	класс коллекторов	Кгл+ал, д.е.	Кп, д.е.	количественное соотношение пород в пластах, %			среднее содержание фракций		преобладание вида неоднородности	по продуктивности	по условиям заводнения
					песчаники	алевролиты		< 0,01 %	0,01... 0,05 %			
						крупнозернистые песчаники	разнозернистые глинистые					
I	≥ 100	1	< 0,20	≥ 0,11	57,4	41,4	1,3	2,9	6,7	1; 2	Высокая	Активно заводняются водой любой плотности
		2	≥ 0,20	≥ 0,11	31,3	64,6	4,1	4,9	7,5	2; 1		
II	≥ 10	3	< 0,20	≥ 0,11	33,8	53,0	13,2	4,4	15,1	2; 1; 3	Средняя	Слабо заводняются водой плотностью ≤ 1120 кг/м <sup>3</sup>
		4	≥ 0,20		8,0	52,0	40,0	11,4	20,5	2; 3		
III	≥ 1	5	≥ 0,20	≥ 0,11	13,3	6,7	80,0	15,2	25,3	3; 2	Низкая	Практически не заводняются водой плотностью ≤ 1120 кг/м <sup>3</sup>
IV	< 1	(не коллектор)	≥ 0,20	< 0,11	-	-	-	-	-	-		

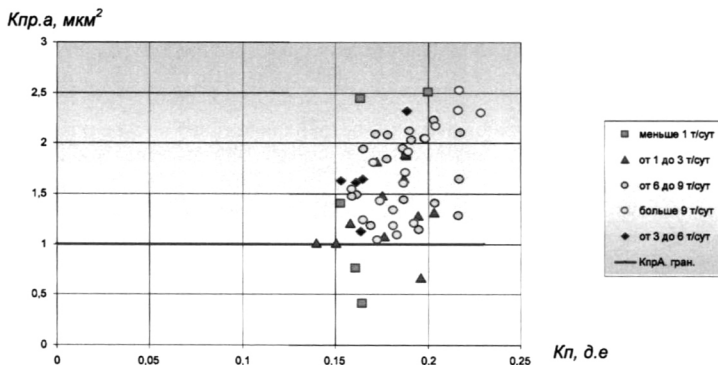


Рисунок 6 - Сопоставление коэффициентов проницаемости и пористости с результатами испытаний на Павловской площади

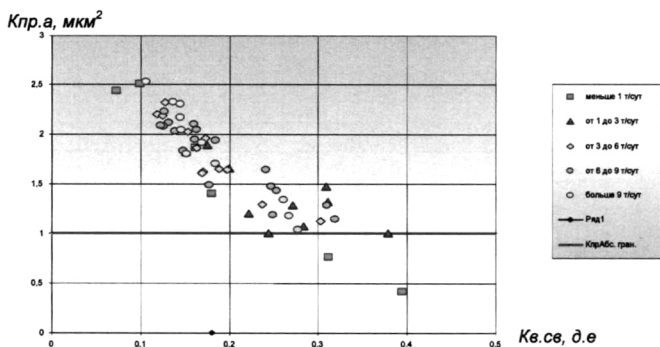


Рисунок 7 - Сопоставление коэффициентов проницаемости и связанной водонасыщенности с результатами испытаний на Павловской площади

Согласно этим данным, кондиционный предел по пористости для всех групп пластов-коллекторов, независимо от их гранулометрического состава, равняется 11%, что соответствует результатам ранее проведенных исследований.

Параллельно по оси абсцисс проведена линия, разделяющая группы объектов с притоком более одной тонны нефти и менее. Граница раздела этих двух групп соответствует проницаемости, равной 0,001 мкм<sup>2</sup>, что можно принять за граничное значение, разделяющее коллектор от неколлектора. При подсчете запасов рекомендуется

использовать коллекторы с пористостью выше 11% и проницаемостью от 0,001 мкм<sup>2</sup>. Выделение пяти классов пластов-коллекторов в разрезе горизонта Д<sub>1</sub> позволило рассматривать различные вариации сочетания этих классов в разрезе продуктивного пласта и по простиранию. Возможных вариантов таких сочетаний только в вертикальном разрезе оказалось 31 (таблица 5).

Таблица 5 – Сочетание классов коллекторов в разрезе и их скважинопересячения с пластами горизонта Д<sub>1</sub> Павловской площади

Типы разрезов	Классы коллекторов					Пласты горизонта Д <sub>1</sub> Павловской площади								Итого по Д <sub>1</sub>	%	Группы неоднородности
	1	2	3	4	5	а	б <sub>1</sub>	б <sub>2</sub>	б <sub>3</sub>	в	Г <sub>1</sub>	Г <sub>2+3</sub>	д			
1	+	-	-	-	-	32	15	26	24	47	139	167	135	585	11,3	1
2	-	+	-	-	-	19	19	21	20	19	2		2	102	2,0	2
3	+	+	-	-	-	8	2	11	14	4	9	16	3	67	1,3	4
4	-	-	+	-	-	7	5	8	16	24	7	2	9	78	1,5	2
5	+	-	+	-	-	41	3	9	9	34	86	88	31	301	5,8	4
6	-	+	+	-	-									0	0,0	2
7	+	+	+	-	-	5	2			1	2	1		11	0,2	4
8	-	-	-	+	-	24	36	70	51	19	2	1	6	209	4,1	3
9	+	-	-	+	-	13	9	15	13	25	52	22	19	168	3,3	4
10	-	+	-	+	-	16	18	28	25	3	2	2	2	96	1,9	5
11	+	+	-	+	-	26	14	23	31	20	46	31	15	206	4,0	4
12	-	-	+	+	-	6	7	7	10	10	5	2	3	50	1,0	5
13	+	-	+	+	-	64	22	28	28	42	90	83	33	390	7,6	4
14	-	+	+	+	-	2		2	2			1	1	8	0,2	5
15	+	+	+	+	-	23	1	9	9	11	17	12	8	90	1,7	4
16	-	-	-	-	+	71	36	61	88	95	22	16	59	448	8,7	3
17	+	-	-	-	+		1			3	3	3		10	0,2	4
18	-	+	-	-	+									0	0,0	5
19	+	+	-	-	+	3		1			1	1	1	7	0,1	4
20	-	-	+	-	+	23	6	1	11	32	11	9	9	102	2,0	5
21	+	-	+	-	+	39	6	8	3	35	55	55	23	224	4,3	4
22	-	+	+	-	+									0	0,0	5
23	+	+	+	-	+	3					1	1		5	0,1	4
24	-	-	-	+	+	83	51	99	115	79	11	27	28	493	9,6	3
25	+	-	-	+	+	20	9	14	24	22	63	36	16	204	4,0	4
26	-	+	-	+	+	8	7	6	17	8	4	1	3	54	1,0	5
27	+	+	-	+	+	31	3	5	13	11	17	20	9	109	2,1	4
28	-	-	-	+	+	33	15	16	27	63	18	25	33	230	4,5	5
29	+	-	+	+	+	142	22	23	48	97	190	240	77	839	16,3	4
30	-	+	+	+	+	4		1		1			1	7	0,1	5
31	+	+	+	+	+	20	2	5	6	5	10	12	3	63	1,2	4

Статистический анализ базы геолого-геофизических данных результатов переинтерпретации показал 21968 случаев вскрытия скважинами интервалов коллекторов на восточном сегменте, 47,6 % которых характеризуют макрооднородные по текстурному облику пласты, а 52,4 % их слоисто-неоднородные аналоги, состоящие из нескольких сообщающихся по разрезу слоев.

Установлено, что наибольшими типами разреза горизонта  $D_1$  представлены пласты «а» и «в», затем следует нижняя пачка пластов «г», «Г<sub>2+3</sub>», «д», в основном имеющих в своем разрезе коллекторы 1 класса. Пласты «б<sub>1</sub>, б<sub>2</sub>, б<sub>3</sub>» существенно отличаются от вышеперечисленных как по своему многочисленному составу, так и по количеству вскрытых скважинами в целом по горизонту  $D_1$ .

В связи с послойной дифференциацией литолого-физических и фильтрационно-емкостных параметров возникла необходимость оперативного уточнения величины и структуры начальных балансовых запасов нефти с распределением их по слоям, по классам коллекторов в границах протяженных по площади и небольших линзовидных пластовых тел, характеризующихся различными видами неоднородности.

**В четвертом разделе** на базе данных, полученных в результате применения технологии ТАВС, с использованием возможности программного комплекса «ЛАЗУРИТ», уточняются геологическое строение пластов пашийского горизонта площадей восточного сегмента месторождения, начальные и остаточные балансовые и подвижные запасы нефти по классам пластов-коллекторов и по пластам со слоистой и массивной макротекстурами.

Применение интегральной технологии ТАВС в целом подтвердило существующее представление о ритмофациальных особенностях пашийской продуктивной толщи как по числу прослеживаемых в ее разрезе пластов-коллекторов, так и по условиям их залегания и распространения на рассматриваемых площадях.

Принципиально новыми и важными с точки зрения задачи геолого-физического моделирования являются впервые полученные геофизические данные о литофациальной неоднородности или слоистости выделенных пластов по толщине в разрезах большинства скважин.

Согласно этим данным пласты-коллекторы, слагающие пласты горизонта  $D_1$ , в разрезе могут обладать как однородной (массивной), так и макронеоднородной слоистой текстурами, обусловленными чередованием различной толщины слоев с различ-

ными гранулометрическими, петрофизическими и фильтрационными свойствами. Повторяющаяся в разрезе слоистая неоднородность отдельных пластов, зафиксированная комплексом ГИС и выявленная на основе применения технологии ТАВС, свидетельствует о неравномерном характере осадконакопления в процессе их формирования на стадии раннего диагенеза, что в дальнейшем привело к формированию в составе пластов различных классов пластов-коллекторов и различных их сочетаний в разрезе. Выделенные по данным ГИС в слоисто-неоднородных пластах физико-литологические разности песчано-алевролитовых пород с различным содержанием глинисто-алевритовой составляющей, а также наблюдаемая в ряде случаев их расчлененность глинистыми прослоями на пропластки с различными ФЕС обусловили высокую степень геологической неоднородности таких пластов по разрезу. С другой стороны, зафиксированное по данным ГИС в одноименных пластах своеобразие геологических разрезов конкретных скважин по количеству слоев пластов-коллекторов различных классов, их толщине и относительному положению в интервале пласта не всегда прослеживается и коррелируется даже на расстояниях пробуренной сетки скважин, что свидетельствует о значительной зональной геологической макронеоднородности таких пластов.

Выявленные закономерности строения коллекторов дают возможность сформировать критерии группирования локально нефтенасыщенных участков залежи в обособленные геологические объекты для самостоятельной разработки.

Для каждого из типов слоисто-неоднородного разреза, приведенных в таблице 5, требуются своя технология первичного и вторичного вскрытия пласта, система воздействия на запасы, соответствующие этим разрезам технологии МУН и т.д., что, с одной стороны, нереально, с другой, нет смысла создавать системы воздействия на каждый тип разреза. В ходе проведенных исследований была поставлена цель упрощения ситуации за счет группирования типов разреза по определенным признакам. После анализа разных вариантов были выбраны наиболее представительные типы разрезов, отличающиеся между собой степенью заводнения и продуктивностью.

Группирование по видам неоднородности классов коллекторов позволяет провести границы их распространения. Структурно-морфологическое и физико-литологическое своеобразие указанных участков залежей нашло отражение в характере заводнения коллекторов по разрезу в конкретных скважинах. На основании этого

эксплуатационный объект можно схематически представить в виде карт, отображающих характер залегания пластов и их заводнения в границах, совмещенных на плане участков залежи.

В ходе анализа проведенных исследований были выделены 5 видов литолого-физической неоднородности пластов-коллекторов (таблица 6).

Первый вид включает в себя коллекторы 1-ого класса, представленные однородными песчаниками с проницаемостью более 100 мД и содержанием алевритовой и пелитовой фракций менее 20 %. Такие пласты характеризуются высокой степенью выработанности запасов. Второй вид неоднородности представлен сочетанием слоев пластов-коллекторов 2-ого и 3-его классов. При их заводнении происходит опережающее вытеснение нефти по коллектору 3-его класса.

Третий вид неоднородности представляет собой совокупность слоев четвертого и пятого классов коллекторов, сложенных в основном алевритами, с проницаемостью ниже 10 мД и содержанием алевритовой и пелитовой фракции более 20 %.

Четвертый вид слоистой неоднородности характеризуется переслаиванием четырех классов коллекторов (2...5). В отличие от 3-его вида в составе его присутствуют коллектора с содержанием алевритовой и пелитовой фракций менее 20 %. В разрезах этого вида часто появляется пропласток преждевременного обводнения добываемой продукции. На сегодняшний день отсутствуют или имеют низкую успешность технологии МУН для видов разреза с участием 3-его класса коллекторов данного вида неоднородности.

Пятый вид неоднородности – это переслаивание по разрезу пласта всех классов пластов-коллекторов, включая их высокопродуктивные разности 1-ого класса. Этот вид неоднородности встречается в разрезах большинства скважин, представлен во всех пластах горизонта  $D_1$  и имеет площадное распространение в нижнепашийской пачке.

Показано, что анализ пластопересечений с пробуренными скважинами, обобщение их по выделенным видам литолого-физической неоднородности коллекторов по пластам в разрезе площадей восточного сегмента месторождения легли в основу анализа геологического строения и структуры остаточных подвижных запасов горизонта  $D_1$ . Новая классификация и виды ЛФН позволили детализировать геологическое строение пластов горизонта  $D_1$ , структуру подвижных остаточных запасов,

Таблица 6 - Распределение классов коллекторов и выделение видов неоднородностей в разрезе горизонта Д<sub>1</sub> Павловской площади Ромашкинского месторождения

Ви- ды неод- но- род- но- сти	Классы коллекторов (ТАВС)					Пласты горизонта Д <sub>1</sub> Павловской площади																Итого по Д <sub>1</sub>		Дебит, т/сут		Об- вод- нен- нос- ть, %
	1	2	3	4	5	а		б <sub>1</sub>		б <sub>2</sub>		б <sub>3</sub>		в		Г <sub>1</sub>		Г <sub>2+3</sub>		д						
						кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе плас- та	кол- во сква- жин	доля в разре- зе Д <sub>1</sub>	
1						32	4,2	15	4,8	26	5,2	24	4,0	47	6,6	139	16,1	167	19,1	135	25,5	585	11,3	37,2	1,2	92,3
2						26	3,4	24	7,7	29	5,8	36	6,0	43	6,1	9	1,0	2	0,2	11	2,1	180	3,5	5,6	0,5	72,0
3						178	23,2	123	39,5	230	46,3	254	42,1	193	27,2	35	4,0	44	5,0	93	17,6	1150	22,3	6,1	0,9	68,6
4						92	12,0	53	17,0	61	12,3	92	15,2	117	16,5	40	4,6	40	4,6	52	9,8	547	10,6	9,6	1,0	75,8
5						438	57,2	96	30,9	151	30,4	198	32,8	310	43,7	642	74,2	621	71,1	238	45,0	2694	52,2	32,0	2,0	85,6
Всего пластовых пересечений						766		311		497		604		710		865		874		529		5156				

определить коэффициенты текущего нефтеизвлечения по классам пластов-коллекторов (таблицы 7 и 8) и подготовить основу для создания дифференцированной системы воздействия, способной увеличить извлекаемые запасы месторождения.

Таблица 7 - Распределение начальных и остаточных геологических запасов и текущая выработка геологических запасов нефти по классам коллекторов

Площади	Классы коллекторов	Начальные геологические запасы нефти	Добыча	Остаточные геологические запасы нефти	Коэффициент извлечения, д.ед.
		%	%	%	
Зеленогорская	1	55,1	82,1	37,8	0,582
	2	3,8	2,6	4,5	0,273
	3	8,1	5,8	9,6	0,280
	4	20,7	7,4	29,1	0,141
	5	12,4	2,1	19,0	0,064
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0,391</b>
Азнакаевская	1	56,1	75,2	36,1	0,686
	2	9,1	7,5	10,9	0,416
	3	6,5	5,9	7,1	0,465
	4	19,8	9,4	30,8	0,242
	5	8,4	2,0	15,1	0,124
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0,511</b>
Всего по площадям	1	55,3	77,4	38,1	0,613
	2	5,6	4,7	6,3	0,367
	3	7,8	6,5	8,9	0,366
	4	20,1	8,9	28,9	0,194
	5	11,1	2,5	17,8	0,100
	<b>Итого:</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0,439</b>

Таблица 8 - Сопоставление величин текущего КИН по состоянию на 01.01.2011 г по классам пластов-коллекторов и видам литофизической неоднородности с данными подсчета запасов 2000 г

Площади	Классы коллекторов	Проектный КИН, д.ед.	Классы и группы коллекторов по продуктивности	Текущий КИН, д. ед.					По классам коллекторов и группам продуктивности
				По видам ЛФН					
				1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Павловская	1	0,534	1	0,562				0,568	0,567
	2	0,511	2+3		0,326			0,350	0,349
	3	0,394	4+5			0,123		0,150	0,141
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,519</b>	<b>1-5</b>						<b>0,426</b>
Зеленогорская	1	0,544	1	0,636				0,562	0,582
	2	0,510	2+3		0,257			0,279	0,277
	3	0,389	4+5			0,108		0,114	0,112
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,507</b>	<b>1-5</b>						<b>0,391</b>

Продолжение таблицы 8									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В-Лениногорская	1	0,578	1	0,647				0,616	0,623
	2	0,553	2+3		0,285			0,432	0,392
	3	0,417	4+5			0,179		0,215	0,200
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,549</b>	<b>1-5</b>						<b>0,439</b>
Холмовская	1	0,503	1	0,534				0,532	0,533
	2	0,472	2+3		0,272			0,259	0,260
	3	0,386	4+5			0,073		0,111	0,097
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,476</b>	<b>1-5</b>						<b>0,344</b>
Карамалинская	1	0,524	1	0,636				0,656	0,651
	2	0,491	2+3		0,263			0,421	0,410
	3	0,376	4+5			0,145		0,215	0,193
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,481</b>	<b>1-5</b>						<b>0,453</b>
Азнакаевская	1	0,547	1	0,696				0,681	0,685
	2	0,478	2+3		0,329			0,450	0,436
	3	0,333	4+5			0,149		0,231	0,207
	<b>По горизонту Д<sub>1</sub></b>	<b>0,521</b>	<b>1-5</b>						<b>0,512</b>

Анализ сравнительной характеристики структуры начальных геологических запасов нефти на основе сопоставления схем классификации пластов-коллекторов ТатНИПИнефть (1985 г.) и усовершенствованной с использованием данных ТАВС показывает: а) увеличение геологических запасов нефти в целом по восточному сегменту на 4,4 %. Увеличение геологических запасов произошло за счет учета ранее пропущенных объемов коллекторов при детализации геологического строения объекта разработки, которые не могли учитываться по классификации пластов-коллекторов принятой в 80-е годы прошлого столетия. Они отсекались принятыми кондиционными значениями пластов-коллекторов по толщине (менее 1 м), по проницаемости (0,03 мкм<sup>2</sup>) и пористости (12,6 %); б) перераспределение их по классам пластов-коллекторов за счет уточнения емкостных свойств в результате переинтерпретации данных ГИС с дискретностью 0,2 м и выделения в массивных макротекстурах песчаников по классификации 1985 года слоисто-неоднородных пластов с участием в их строении коллекторов 4-ого и 5-ого классов по предлагаемой классификации.

В результате этого геологические запасы нефти песчаников сократились на 113,9 млн тонн, глинистых песчаников на 62,3 млн тонн, а геологические запасы нефти глинистых алевролитов (4-ый класс по новой классификации) выросли на 106,8 млн. тонн и появились новые запасы 5-ого класса пластов-коллекторов по новой классификации в количестве 111,8 млн тонн.

Несмотря на увеличение геологических запасов нефти, увеличения извлекаемых запасов не произошло. Анализ данных таблиц 7 и 8 показывает, что максимальный текущий КИН 0,511 достигнут на Азнакаевской площади с максимальными запасами (25,8 % от запасов восточного сегмента). Текущий КИН коллекторов 1-ого класса по этой площади составляет 0,686 при проектной величине его 0,547. Пласты-коллекторы 1-го класса, содержащие 56,1 % запасов нефти Азнакаевской площади, обеспечили 75,2 % всей добычи нефти по площади. Из пластов-коллекторов 1-ого класса Зеленогорской площади, с долей запасов 55,1 % от запасов площади, добыто 82,1 % всей нефти, извлеченной из пластов этой площади. При этом текущий КИН по площади составляет 0,391, по коллекторам 1-ого класса - 0,582 при проектной его величине в конце разработки 0,544.

Аналогичная картина наблюдается по остальным площадям рассматриваемой территории. В целом по площадям восточного сегмента Ромашкинского месторождения пласты-коллекторы 1-ого класса обеспечили 77,4 % добычи всей нефти, при доле запасов заключенных в них 55,3 %. 44,7 % - запасы нефти, заключенные в коллекторах 2-ого, 3-ого, 4-ого и 5-ого классов, обеспечили всего 22,6 % добытой нефти. Текущий коэффициент извлечения нефти по коллекторам 2-ого и 3-ого классов составил 0,367 и 0,366 соответственно, а доля остаточных геологических запасов составляет 15,2 %. Коллекторы 4-ого и 5-ого классов имеют величину текущего КИН соответственно 0,194 и 0,100, при проектных значениях – 0,333... 0,417 (см. таблицу 8). На их долю приходится 46,7 % остаточных геологических запасов. 38,1 % остаточных геологических запасов сосредоточены в коллекторах 1-ого класса. Эти цифры служат основой для стратегических решений по организации работ для создания систем воздействия на остаточные запасы. Однако, для целей ближайшей перспективы необходимо пользоваться подвижной частью остаточных геологических запасов. С использованием программы «Лазурит» из массива данных, созданных методикой ТАВС, получена структура остаточных подвижных запасов нефти в разрезе однослойных и слоисто-неоднородных макротекстур пластов-коллекторов (таблица 9).

Анализ, проведенный на микроуровне с использованием данных переинтерпретации, показал (см. таблицу 9), что более 62 % подвижных запасов нефти сосредоточены в верхнепашийской пачке, почти 38 % – в пластах нижнепашийской пачки (в т.ч. около 9 % в пласте «в»).

Таблица 9 - Распределение остаточных подвижных запасов нефти восточного сегмента Ромашкинского месторождения

Пласты	Разновидность макротекстуры пластов	Остаточные подвижные запасы нефти по площадям, %						По восточному сегменту
		Павловская	Зеленогорская	Восточно-Ленинградская	Холмовская	Карамалинская	Азнакаевская	
Верхняя пачка	СНК	21,0	41,9	47,6	69,1	66,6	68,3	45,7
	1-ый класс	6,9	16,3	10,9	31,2	23,8	22,0	16,0
	2-ой и 3-ий кл.	5,8	9,1	21,2	15,1	13,2	17,0	12,0
	4-ый и 5-ый кл.	8,4	16,5	15,5	22,8	29,5	29,3	17,7
	Массивный К	12,2	14,3	14,5	21,4	23,6	25,0	16,8
	1-ый вид	3,0	2,5	1,2	6,9	7,7	7,3	4,0
	2-ой вид	0,7	0,8	0,3	1,2	1,3	2,7	1,1
	3-ий вид	8,4	11,1	13,0	13,3	14,5	14,7	11,7
Пласт «в»	СНК	6,5	8,4	6,6	3,5	6,4	2,7	9,0
	Массивный К	3,1	3,0	2,7	3,2	1,4	1,6	
Нижняя пачка	СНК	44,6	25,7	22,2	1,6	1,3	1,2	22,3
	1-ый класс	28,7	14,8	13,4	0,6	0,6	0,8	13,7
	2-ой и 3-ий кл.	6,8	4,2	4,4	0,4	0,3	0,1	3,6
	4-ый и 5-ый кл.	9,1	6,7	4,5	0,7	0,4	0,3	5,0
	Массивный К	12,7	6,6	6,4	1,2	0,8	1,2	6,4
	1-ый вид	11,6	5,3	5,7	0,9	0,6	0,5	5,5
	2-ой вид	0,07	0,09	0,2	-	0,2	0,2	0,1
	3-ий вид	1,1	1,2	0,5	0,3	0,04	0,5	0,8
По горизонту	СНК	72,0	76,1	76,4	74,2	74,2	72,2	74,2
	1-ый класс	38,2	34,9	26,8	34,0	27,8	24,3	32,4
	2-ой и 3-ий кл.	14,0	15,2	27,4	15,8	14,7	17,7	16,9
	4-ый и 5-ый кл.	19,9	26,0	22,4	24,5	29,8	30,2	24,8
	Массивный К	27,9	23,9	23,6	25,8	25,8	27,8	25,8
	1-ый вид	16,1	8,8	7,4	9,9	9,2	8,5	10,6
	2-ой вид	1,0	1,0	0,8	1,7	1,5	3,1	1,4
	3-ий вид	10,9	14,1	15,4	14,2	15,1	16,1	13,8

Распределение запасов нефти на площадях, расположенных ближе к центральной части месторождения (Павловской, Зеленогорской, В-Ленинградской), по верхней и нижнепашийским пачкам одинаковое. По крайевым площадям (Холмовской, Карамалинской, Азнакаевской) 91,7 % подвижных запасов нефти сосредоточены в верхнепашийской пачке.

По горизонту Д<sub>1</sub> 74,2 % всех запасов нефти заключены в слоисто-неоднородных, 25,8 % – в «однослойных» пластах.

Из анализа геологического строения рассматриваемых площадей месторожде-

ния на макроуровне показано, что в составе горизонта  $D_1$  на данной стадии разработки выделяются три самостоятельных объекта для создания системы воздействия: а) пласты верхнепашийской пачки; б) пласт «в»; в) пласты нижнепашийской пачки.

На основе проведенного анализа данных таблицы 9 и анализа работы высокообводненного (более 95 %) фонда скважин за 2009 год доказана справедливость полученных значений подвижных запасов в слоисто-неоднородных пластах и, соответственно, текущих коэффициентов нефтеизвлечения, что позволило использовать полученные результаты при выделении объектов разработки для проектирования систем воздействия на остаточные запасы, способных увеличить извлекаемые запасы месторождения.

**Пятая глава** посвящена созданию систем воздействия на остаточные запасы нефти месторождения в пределах его восточного сегмента.

На основе анализа, проведенного в 4-ом разделе, выделены объекты для самостоятельного проектирования по продуктивному разрезу и по макротекстурному признаку.

1. По продуктивному разрезу: а) центральные площади с промышленными остаточными запасами в нижней и верхней пачках пашийского горизонта (Павловская, Зеленогорская, В-Лениногорская); б) краевые площади, остаточные подвижные запасы которых в нижнепашийской пачке не достигают 3-х % от запасов площади (Холмовская, Карамалинская, Азнакаевская).

2. По макротекстурному признаку: а) слоисто-неоднородные пласты 4-ого и 5-ого видов литолого-физической неоднородности; б) пласты-коллекторы с массивной макротекстурой. Они представлены 1-ым, 2-ым и 3-им видами литолого-физической неоднородности.

Слоисто-неоднородные и массивные пласты присутствуют в обеих пачках пашийского горизонта на всех площадях восточного сегмента в разных соотношениях.

В пределах центральных площадей выделяются следующие объекты, требующие индивидуального проектирования систем воздействия на их запасы:

- верхнепашийская пачка, обозначим этот объект  $D_{1np}$ ;
- пласт «в» нижнепашийской пачки, обозначим этот объект  $D_{1np}^a$ ;
- пласты «г-д» нижнепашийской пачки, обозначим этот объект  $D_{1np}^{г-д}$ .

Характерная особенность всех площадей восточного сегмента Ромашкинского месторождения – это обширные поля естественных водонефтяных зон. За длительную историю разработки за счет опережающего вытеснения по наиболее проницаемой части пласта образовались запасы нефти искусственных водонефтяных зон, а также

техногенные залежи нефти, возникшие за счет оттеснения запасов за пределы локальных структур ниже отметок водонефтяного контакта. На примерах использования соответствующего забойного оборудования (ОЗ – отсекабель забойный, ОЗШ – со штуцером) показано, что реализовано вовлечение в разработку запасов водонефтяных зон за счет технологии подавления конусообразования в призабойной зоне и запасов пластов верхнепашийского подгоризонта с пластовым давлением ниже забойного при совместной эксплуатации единым фильтром пластов верхней и нижней пачек (ОЗШ) путем штуцирования притока из нижней пачки.

Для каждого выделенного объекта разработки приведены характерные особенности геологического строения и структура подвижных запасов, примеры реализации рекомендуемых технологий и пути увеличения извлекаемых запасов нефти за счет реконструкции системы воздействия на них.

Описываются работа над фондом скважин, технологии и объемы внедрения их в производство по созданию системы воздействия на остаточные запасы горизонта  $D_1$ , а также практические пути интенсификации запасов верхних горизонтов месторождения, технологии выработки запасов ВНЗ девонских и бобриковских отложений, применение горизонтальных технологий для увеличения коэффициента нефтеизвлечения, работа с высокодебитными скважинами с высоким и предельным содержаниями воды в продукции.

Исследованы вопросы управления смачиваемостью поверхности порового пространства нефтесодержащего коллектора. Физико-химической основой, стимулирующей процесс притока нефти к скважине, является эффект гидрофобизации поверхности порового пространства, повышающий гидравлическое сопротивление при фильтрации в проницаемых каналах воды и снижающий сопротивления при движении в них нефти. Приведены результаты проведенных лабораторных исследований и промысловых испытаний по определению влияния модифицированных тонкодисперсных кремнеземов (МДК) на ФЕС и на продуктивность пластов.

Приведена технологическая эффективность по направлениям геолого-технических мероприятий, произведена экономическая оценка результатов их внедрения, дана оценка предела рентабельности добычи нефти из высокообводненных скважин на завершающей стадии разработки.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ истории разработки и результатов реализации принципов Генеральных схем разработки горизонта  $D_1$  показал несоответствие действующей системы эксплуатации и детализированной в ходе разработки геологической модели, а также изменившимся в результате техногенного воздействия геологическим условиям залегания остаточных запасов. На поздней стадии разработки месторождения это несоответствие не позволяет эффективно эксплуатировать основной объект разработки.

2. Установлено, что совокупность фактов, базирующихся на гидродинамических, геофизических исследованиях и промысловых данных, позволяет выделить гидродинамически обособленные тела в ранее едином гидродинамическом поле. Техногенные изменения эффективного объема порового пространства произошли в силу ряда причин: а) превышения закачки воды над отбором жидкости по высокопроницаемым пластам; б) снижения пластового давления ниже критических величин в результате эксплуатации отдельных участков на естественном режиме; в) депелитизации высокопроницаемых пластов и кольматации слабопроницаемых. Все эти изменения произошли в результате невозможности учета особенностей геологической неоднородности объекта при проектировании на ранней стадии из-за недостаточности информации и отсутствия инструментов для интерпретации данных ГИС, обеспечивающих извлечение максимально возможной информации о геологическом строении околоскважинного пространства.

3. Показано, что стратегически важными являются решения по созданию системы управления движением запасов нефти к забоям добывающих скважин обособленных геологических тел, выделенных на основе детализации геологического строения на макроуровне – существующими инструментами геологического картирования, и на микроуровне – обработкой результатов переинтерпретации данных ГИС. Разработаны принципы и направления выработки остаточных запасов Ромашкинского месторождения, базирующиеся на уточненных представлениях о геологии терригенных девонских отложений: а) разукрупнение объекта разработки на самостоятельные техногенные залежи; б) выбор вытесняющего агента, соответствующего фильтрационным характеристикам пласта; в) выбор способа первичного и вторичного вскрытия пласта-коллектора, соответствующего планируемой системе воздействия; г) выбор соответствующего способа подачи

вытесняющего агента; д) подбор соответствующих технологий МУН для каждой системы воздействия.

4. Показано, что рекомендованное совершенствование методов разработки, ориентированное на увеличение извлекаемых запасов нефти из недр на длительно разрабатываемом нефтяном месторождении, основано на применении системы дифференцированного объектно-ориентированного воздействия на продуктивные пласты и базируется на детальном исследовании геологического строения, восстановлении структурно-минералогической неоднородности терригенной толщи, вмещающей остаточные запасы, установлении структуры остаточных запасов и учете динамики техногенного изменения литолого-физических свойств пластов-коллекторов в процессе длительной эксплуатации месторождения. Информационной базой для решения этих задач послужили результаты углубленной интерпретации данных ГИС по всему фонду скважин с применением методики ТАВС.

5. Полученные уточненные геофизические данные о литофациальной неоднородности (слоистости) выделенных пластов по толщине в разрезах скважин являются принципиально важными с точки зрения задачи геолого-физического моделирования.

6. На основе использования классификации и видов литолого-физической неоднородности пластов-коллекторов при детализации геологического строения объекта разработки выявлено: а) увеличение по направлению от центра месторождения к его периферии доли массивной макротекстуры пластов «а», «б<sub>1</sub>» и «б<sub>2</sub>», представленных первым классом пластов-коллекторов, и уменьшение доли 3-его вида ЛФН; б) увеличение значимости пласта «б<sub>3</sub>» на территории Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей, который становится базисным объектом, после пласта «а», в верхнепашийском подгоризонте; в) необходимость выделения для проектирования самостоятельных систем воздействия на запасы: пласта «в» на территории Павловской, Зеленогорской площадей, пласта «б<sub>3</sub>» – на территории Холмовской, Карамалинской и Азнакаевской площадей, пласта «а» – на территории Павловской, Зеленогорской, Восточно-Лениногорской площадей, на основе анализа выдержанности глинистых разделов между пластами-коллекторами, частоты случаев слияния соседних по разрезу пластов и масштабов зон их площадного распространения и по совокупности геологических, гидродинамических и фильтрационных параметров; г) уточнение величины и структуры начальных балансовых запасов нефти с распределением их по слоям, по классам коллекторов в границах протяженных по площади и неболь-

ших линзовидных пластовых тел, характеризующихся различными видами неоднородности в пределах нефтяных и водонефтяных зон.

7. На основе пересчета геологических запасов нефти показано, что: а) произошло увеличение геологических запасов нефти в целом по восточному сегменту, за счет учета при детализации геологического строения объекта разработки ранее пропущенных объемов нефтенасыщенных коллекторов, которые отсекались ранее принятыми кондиционными значениями; б) изменения в структуре подсчитанных по новым кондициям начальных геологических запасов нефти обусловлены перераспределением их по классам пластов-коллекторов за счет уточнения емкостных свойств в результате переинтерпретации данных ГИС с дискретностью 0,2 м и выделения в массивных макротекстурах песчаников (по классификации 1985 г.) слоисто-неоднородных пластов с участием в их строении коллекторов 4-ого и 5-ого классов по предлагаемой классификации.

8. На основе определения текущего коэффициента нефтеизвлечения по классам пластов-коллекторов в разрезе видов ЛФН показано, что, несмотря на увеличение геологических запасов нефти, увеличения извлекаемых запасов не произошло. Величина текущего КИН по высокопродуктивным коллекторам опережает проектные показатели, а по средне- и низкопроницаемым коллекторам, наоборот, сильно отстает от проектных величин. В целом по площадям восточного сегмента Ромашкинского месторождения 55,3 % геологических запасов, заключенных в пластах-коллекторах 1-ого класса, обеспечили 77,4 % всей добытой нефти; из 44,7 % геологических запасов нефти, заключенных в коллекторах 2-ого, 3-его, 4-ого и 5-ого классов, добыто всего 22,6 % нефти. Такое соотношение значений КИН и распределения объемов добычи нефти по классам пластов-коллекторов говорят, с одной стороны, что существующая система разработки нацелена на выработку активных запасов, а с другой, о необходимости создания объектно-ориентированных систем воздействия на остаточные запасы месторождения.

9. На основе анализа остаточных геологических запасов пластов горизонта Д<sub>1</sub> показано, что геологические запасы распределяются по высоко-, средне- и низкопродуктивным коллекторам, соответственно 38,1%, 15,2 % и 46,7 %. Эти цифры служат основой для стратегических решений по организации работ для создания систем воздействия на остаточные запасы. Однако для целей ближайшей перспективы необходимо пользоваться подвижной частью остаточных геологических запасов.

10. На основе детализации геологического строения горизонта  $D_1$ , с использованием классификации коллекторов, видов ЛФН пластов, с распределением запасов остаточных подвижных углеводородов выделены эксплуатационные объекты самостоятельной разработки для организации оптимальных систем воздействия с целью вовлечения в разработку недренируемых запасов и обеспечения максимального коэффициента извлечения нефти.

11. Путем анализа детализированного геологического строения с учетом изменений объекта разработки в результате техногенного воздействия показано, что для решения проблем выработки запасов выделенных объектов необходимы реализация системы разработки с размещением точек для бурения горизонтальных, наклонно-направленных нагнетательных и водозаборных скважин для пластов верхнепашийской пачки с однородной макротекстурой 3-его вида ЛФН, создание модифицированных систем воздействия для пластов со слоисто-неоднородной макротекстурой, способствующих движению рассеянных углеводородов в положительные внутриформационные структуры под воздействием гравитационных сил и искусственного воздействия.

12. На основе анализа эксплуатации скважин показано:

- что эксплуатация скважин с обводненностью более 95 %, работающих на слоисто-неоднородные пласты горизонта  $D_1$  рентабельна даже при существующей системе разработки и применяемых технологиях увеличения коэффициента нефтеизвлечения;

- реальность вовлечения в активную разработку запасов ВНЗ и недренируемых запасов пластов верхнепашийского подгоризонта при совместной эксплуатации их единым фильтром с пластами нижнепашийской пачки с применением соответствующего забойного оборудования.

Это является подтверждением достоверности полученных данных по структуре остаточных подвижных запасов и правильного выбора стратегических направлений по совершенствованию систем воздействия, предложенных автором.

13. Рекомендованы технологии увеличения нефтеизвлечения для пластов с различными ФЕС с учетом видов неоднородностей, создающие вторичную трещиноватость в сжимаемой среде, в призабойной зоне и межскважинном пространстве волновыми воздействиями. Избирательность воздействия этих технологий позволяет вовлекать в разработку защемленные за счет необратимых деформаций запасы и оста-

точные запасы нефти коллекторов 2-ого, 4-ого, 5-ого классов в 4-ом и 5-ом видах литолого-физической неоднородности, а также целики запасов коллекторов 1-ого класса, привлекая энергию горного давления.

14. Доказана лабораторными исследованиями и подтверждена промысловыми испытаниями возможность направленной реагентной гидрофобизации поверхности порового пространства за счет влияния гидрофобной модификации МДК «Кварц». При обработке нефтяного пласта суспензиями МДК отмечены увеличение дебитов скважин по жидкости и уменьшение обводненности добываемой продукции.

15. Показано, что Ромашкинское месторождение, находящееся на поздней стадии разработки, в результате реализации предложенных разработок продолжает оставаться перспективным и экономически привлекательным для дальнейшей эксплуатации: а) количество подвижных запасов нефти, остающихся в недрах, стимулирует работу в направлении поиска путей для увеличения извлекаемых запасов месторождения. Увеличение нефтеизвлечения только на 1 % по месторождению создает обеспеченность нефтедобычи промышленными запасами на 3 года; б) месторождение разбурено эксплуатационной сеткой скважин, а следовательно, для детализации геологического строения и уточнения структуры остаточных запасов имеется максимальная информация – основа для создания эффективной системы контроля и воздействия на пласт для извлечения так называемых трудноизвлекаемых запасов нефти; в) развитая инфраструктура, наличие высококвалифицированных кадров, полностью освоенное месторождение, требующее минимального объема бурения, обустройства и других капитальных вложений; г) развитие месторождения по пути увеличения нефтеизвлечения послужит полигоном для создания и испытания технологий МУН следующего поколения.

16. Результаты проведенных для терригенных отложений девона исследований и предложенные технологии рекомендованы для применения в терригенных отложениях других горизонтов Ромашкинского месторождения. Чистый доход от внедрения разработанных автором технологий составил 3079 млн. руб (в ценах 2010 г.).

**Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:**

***Монография и статьи в журналах, рекомендуемых ВАК РФ***

1. Регулирование процесса нефтеизвлечения многопластовых неоднородных объектов на поздней стадии разработки (монография) / Учебное пособие. – Уфа: изд-во УГНТУ, 1999. – 125 с. //Хусайнов В.М. Гумаров Н.Ф., Хаминов Н.И. и др.

2. Повышение эффективности работ по ликвидации заколонных перетоков воды в нагнетательных скважинах /НТИС. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 12. – С. 16-18. // Поддубный Ю.А., Халтурин В.Г., Хусаинов В.М. и др.
3. Основополагающие направления геолого-технических мероприятий по разработке Ромашкинского месторождения / Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 7. – С. 21-23. //Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М., Гумаров Н.Ф., Горюнов В.А., Хаминов Н.И.
4. Хусаинов В.М. Стратегические аспекты выработки остаточных запасов нефти /НТЖ. Георесурсы. – 2001. – № 4. – С. 4-5.
5. Оценка возможностей практического использования пакета программ компании "Landmark" для контроля за разработкой участков нефтяных залежей/НТЖ. Георесурсы. – 2001. – № 4. – С. 7-9. //Хусаинов В.М., Шакиров А.В., Сударев М.В. и др.
6. Проблемы построения и адаптации постоянно действующей геолого-гидродинамической модели на примере блока 3 Павловской площади Ромашкинского нефтяного месторождения / НТЖ. Георесурсы. – 2001.–№ 4.–С. 24-27. // Хусаинов В.М., Диков В.И., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В.
7. Исследование влияния глинистости коллектора на нефтеотдачу /Нефтяное хозяйство.– 2001. – № 8. – С. 41-43. //Ахметов Н.З., Хусаинов В.М., Салихов И.М., и др.
8. Комплексная техника и технология изоляции пластовых вод при заканчивании скважин / Нефтяное хозяйство. – 2003. –№ 3. – С. 70-73. // Габдуллин Р.Г., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Назимов Н.А.
9. Прогнозирование местоположения невыработанных участков на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения /Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С. 49-50. // Хусаинов В.М., Нурисламов Н.Б., Сеночкин П.Д., и др.
10. Сохранение коллекторских свойств пластов при вторичном их вскрытии, эксплуатации и ремонте скважин /Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 78-81. //Габдуллин Р.Г., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И.
11. Реагент МДК "Кварц" в технологических процессах строительства и эксплуатации скважин /Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. – С. 130-132. //Поляков В.Н., Кузнецов Ю.С., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Старов О.Е. и др.
12. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи пластов на основе активного или биологических очистных сооружений / Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 48-50. //Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Хусаинов В.М. и др.
13. Совершенствование методики прогнозирования продуктивности терригенных коллекторов по данным геофизических исследований скважин / Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 54-57. // Хусаинов В.М., Салихов М.М., Хаминов Н.И. и др.
14. Решение проблем заканчивания и эксплуатации скважин в аномальных термодинамических условиях // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 5. – С. 104-108. //Поляков В.Н., Кузнецов Ю.С., Дубровский В.С., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И. и др.
15. Выработка запасов нефти локальных участков залежей системой горизонтально-разветвленных скважин /Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 58-59. //Хусаинов В.М., Назимов Н.А., Хаминов Н.И., Ахметзянов Р.Г.
16. Вовлечение в разработку коллекторов пониженных кондиций /Нефтяное хозяйство.– 2006.–№ 7.–С.60-62. //Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Ахметзянов Р.Г. и др.

17. Применение шелевых пробозаборников /Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 68-69. // Хусаинов В.М., Ахметзянов Р.Г., Вильданов А.А., Хаминов Н.И. и др.

18. Уточнение схемы геолого-промысловой классификации пластов-коллекторов горизонта  $D_1$  Ромашкинского месторождения /Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 12. – С. 18-20. // Долженков В.Н., Хусаинов В.М., Вильданов А.А.

19. Совершенствование системы разработки остаточных запасов пашийского горизонта Ромашкинского месторождения с учетом техногенных изменений /ИТЖ. Георесурсы. – 2008. – №4. – С. 29-30. // Хусаинов В.М., Ахметзянов Р.Г., Хаминов Н.И.

20. Интенсификация выработки запасов нефти заводненных коллекторов в условиях дифференцированного налогообложения / НЭЖ.–Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – №4. – С. 18-20// Яргиев А.Ф., Хусаинов В.М.

### *Другие публикации по теме диссертации*

21. Пути достижения стабилизации добычи нефти на поздней стадии выработки запасов из многопластовых неоднородных коллекторов /Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона: Тр. науч.-практ. конф., посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, Лениногорск, 17-18.03.98 – Казань: Новое Знание, 1998.– С. 71-76. // Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М.

22. Довыработка заводненных зон в условиях однопластового объекта / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона: Тр. науч.-практ. конф., посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, Лениногорск, 17-18.03.98 – Казань: Новое Знание, 1998.– С. 77-81. // Хусаинов В.М., Горюнов В.А., Гумаров Н.Ф.

23. Межскважинная перекачка пластовой воды (опыт применения метода на объектах НГДУ «Азнакаевскнефть») / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона: Тр. науч.-практ. конф., посв. 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, Лениногорск, 17-18.03.98 – Казань: Новое Знание, 1998.– С. 230-236. // Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Ишкаев Р.К., Гумаров Н.Ф.

24. Широкомасштабное внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки горизонта  $D_1$  /Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий: Тр. науч.-практ. конф., посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, г.Бугульма, 25-26 ноября 1997 г. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 60-64. //Хусаинов В.М., Гумаров Н.Ф., Ишкаев Р.К., Хаминов Н.И.

25. Промышленное внедрение сейсмоакустического воздействия на объектах разработки НГДУ «Азнакаевскнефть»/Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий: Тр. науч.-практ. конф., посв. 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения, г.Бугульма, 25-26 ноября 1997 г. – Казань : Новое Знание, 1998.–С.271-273.//Хусаинов В.М., Ишкаев Р.К., Хаминов Н.И.

26. Результаты заводнения алевропесчаных пластов на экспериментальном участке

Ромашкинского месторождения / Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: тез. докл. 2-го Междунар. Симпозиума, 23-27.06.97, Санкт-Петербург. – СПб., 2000. – С. 155-156 // Мухаметшин Р.З., Хусаинов В.М., Хангильдин Р.Г., Воронков Л.Н., Ведерников И.Р.

27. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при вторичном вскрытии, эксплуатации и ремонте скважин / Нефть Татарстана. – 2002. – № 1. – С. 28-32. // Габдуллин Р.Г., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И.

28. Экспериментальные исследования изменения смачиваемости порового пространства модифицированными дисперсными кремнеземами / Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: проблемы и решения / АН РБ НИИ НЕФТЕОТДАЧА. – Уфа: Монография, 2003. – Вып. 4. – С. 128-135. // Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Сагидуллин И.А., Шульгина Н.Ю., Блинов С.А. и др.

29. Адаптация технологии переинтерпретации ГИС к геологическим условиям горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения / Труды конференции EAGE Геомодель-2006, Геленджик, - С.266. // Долженков В.Н., Хусаинов В.М., Вильданов А.А.

30. Геологические основы увеличения извлекаемых запасов нефти горизонта Д<sub>1</sub> Ромашкинского месторождения на поздней стадии разработки / Материалы конф. посвященной к 70-летию со дня рождения выдающегося ученого-нефтяника, крупного организатора нефтяной отрасли Р.Х. Муслимова. Альметьевск, типография ОАО «Татнефть», 2006. - С.89-96. // Хусаинов В.М., Ахметзянов Р.Г., Вильданов А.А.

31. Информационное обеспечение при проектировании довыработки остаточных запасов девонских отложений на примере Павловской площади Ромашкинского месторождения / О перспективах нефтегазоносности северо-запада Республики Татарстан: содружество науки и практики: Матер. конф., посв. добыче 3-х млрд. тонны нефти в РТ, – Азнакаево, 2007. – С. 97-109. / Хусаинов В.М.

32. Неоднородность геологического разреза Ромашкинского месторождения по данным керн и ГИС и ее влияние на эффективность заводнения (на примере Павловской площади) / Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посв. добыче 3-х млрд. тонны нефти в РТ, Казань 4-6.09.07 – Казань : Изд-во "ФЭН", 2007. – С.431-434. // Мусин К.М., Фомичев А.В., Нуртдинова Г.Р., Хусаинов В.М., Хакимова Л.Р., Вильданов А.А.

33. Основные результаты экспериментов по оценке МУН на Зеленогорском участке со стеклопластиковыми обсадными трубами / НТЖ. Интервал. – 2008. – № 1. – С.47-51. // Мухаметшин Р.З., Ибатуллин Р.Р., Хусаинов В.М.

34. Совершенствование техники и технологий повышения нефтеотдачи при разработке многопластовых неоднородных объектов с обширными водонефтяными зонами на поздней стадии разработки (на примере объектов НГДУ «Азнакаевскнефть») / Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – С. 66-76. // Хусаинов В.М., Хаминов Н.И., Ахметзянов Р.Г., Садриев Н.Ф., Зарипов А.А.



102

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии  
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»  
на HP Color LaserJet CM6040  
тел.: (85594) 78-656, 78-565  
Подписано в печать 09.09.2011  
Заказ №909201101 Тираж 150 экз.