

КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УДК 553.985(043.3):550.83

На правах рукописи

ЯКИМОВА ИРИНА АЛЕКСАНДРОВНА

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕБИТУМОНОСНОСТИ
НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

**Специальность: 25.00.12 – Геология,
поиски и разведка горючих ископаемых**

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научные руководители: доктор геолого-минералогических наук,
профессор Б.В. Успенский;
кандидат геолого-минералогических наук,
М.Я.Боровский.

Казань 2007

Содержание

ВВЕДЕНИЕ

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.

1.1 Стратиграфия

1.2 Тектоника

1.3 Нефтегазоносность

1.4 Обоснование выбора объекта исследований

2. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО - ВОСТОЧНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

2.1. Хронология открытия промышленных скоплений углеводородов восточной части Волго-Уральской антеклизы.

2.2. Специализированные исследования.

3. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗОМ НЕФТЕГАЗОБИТУМОНОСНОСТИ

3.1.. Сакмаро-артинский природный резервуар.

3.2.. Николашкинское нефтебитумное месторождение

3..3. Матросовское газонефтяное месторождение

4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.

4.1. Факторы формирования скоплений углеводородов в верхней части разреза

4.2. Оценка перспектив нефтегазоносности нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода.

5. МЕТОДОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗОМ НЕФТЕБИТУМОНОСНОСТИ.

5.1 Обоснование постановки комплексных исследований

5.1.1 Стратиграфо-палеонтологические исследования

5.1.2 Петрографические исследования

5.1.2.1 Ядерно-магнитный резонанс

5.1.2.2 Электронно-парамагнитный резонанс

5.1.3. Геохимические исследования

5.1.4 Геофизическая разведка.

5.1.4.1 Геофизические исследования скважин

5.1.4.2 Разведочная геофизика

5.2. Программа комплексных исследований

6. ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЕБИТУМОПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

6.1. Экологические аспекты освоения природных битумов и тяжелых нефтей

6.2. Экологический мониторинг – основа предотвращения и сокращения влияния геологоразведочного процесса на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

АВТОРСКАЯ ЛИТЕРАТУРА

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность.

Известно, что ресурсный потенциал основных нефтегазоносных комплексов девонской и каменноугольной систем старых нефтегазодобывающих регионов - сокращается. Возрастают сложности с поисками и освоением нефтяных месторождений. Увеличивается стоимость геологоразведочных работ. Это обуславливает выбор новых перспективных направлений и объектов.

Привлекают внимание пермские отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна ввиду их региональной нефтегазонасыщенности, свидетельствующей о больших запасах углеводородов (УВ). Перспективно изучение территории Южно-Татарского свода, нижнепермские карбонатные породы которых содержат тяжелые нефти, углеводородные газы и природные битумы.

Эффективное освоение ресурсов тяжелых нефтей, углеводородных газов и природных битумов обуславливает целесообразность совершенствования геологоразведочного процесса. Стратегический подход заключается в выборе оптимальных сочетаний геофизических и традиционных геологических методов и методик на всех этапах - от прогноза, поисков, разведки до подготовки к разработке и эксплуатации месторождений.

Темпы и масштабы освоения месторождений углеводородов зависят от следующих основных показателей:

- правильной корреляции разреза (выбор маркирующих горизонтов и др.);
- методики поисков и разведки;
- экономической рентабельности (определяется себестоимостью продукции и конъюнктурой рынка);
- экологической частоты процессов освоения.

Для обнаружения скоплений углеводородов, в частности в пределах Республики Татарстан, необходимо решить целый ряд вопросов, предполагающий исследование условий формирования месторождений углеводородного сырья в верхней части разреза, выявление особенностей строения природных резервуаров, необходимость комплексного изучения сульфатно-карбонатных образований, прогнозирование и своевременное предупреждение экологических последствий освоения нетрадиционных объектов и др.

Цель работы.

Комплексные исследования нижнепермского карбонатного комплекса в связи с перспективами наращивания ресурсной базы углеводородного сырья Республики Татарстан.

Основные задачи.

- Изучение особенности геологического строения Южно-Татарского свода;
- Выбор объекта исследований;
- Анализ состояния изученности нижнепермских отложений в связи с прогнозом нефтебитумоносности.
- Выявление геологических предпосылок формирования скоплений углеводородов.
- Оценка перспектив нефтебитумоносности нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода.
- Формирование комплексной программы исследований.
- Рассмотрение экологических аспектов освоения нефтебитумоперспективных территорий.
- Разработка рекомендаций по геологическому обеспечению геологоразведочных работ.

Научная новизна.

Сформулированы критерии оценки перспектив нижнепермского карбонатного нефтегазобитумоносного комплекса. Рассмотрены условия формирования скоплений углеводородов. Обоснованы положения для выбора объекта исследований в старых нефтедобывающих регионах.

Определены перспективы поисков нефти в юго-восточной части Республики Татарстан. Выявлен нижнепермский природный резервуар в пределах Южно-Татарского свода.

Рассмотрены экологические аспекты освоения природных битумов и тяжелых нефтей, геофизические методы учета и оценки влияния на окружающую среду.

Разработана программа комплексных исследований нижнепермского карбонатного комплекса в связи с оценкой перспектив нефтеносности.

Практическая ценность.

Создана геологическая основа: структурная карта по эрозионной поверхности сакмарских отложений, карта мощности сакмарских образований юго-восточного склона Южно-Татарского свода. Структурные построения служат базой для целенаправленных на поиски углеводородного сырья геологоразведочных работ в сульфатно-карбонатных породах хорошо освоенной восточной части Республики Татарстан.

Предложена технология своевременного осуществления мер по сокращению и (или) предотвращению негативных последствий освоения залежей углеводородов в верхней части разреза.

Полученные результаты могут быть применены для постановки специальных исследований различного целевого назначения (выявление скоплений нефти в средних и нижних звеньях осадочного чехла, кристаллическом фундаменте, тектонических, палеогеоморфологических и др.).

Использованный подход целесообразен при оценке нефтебитумоперспектив малоизученных комплексов центральных районов

Урало-Поволжья с хорошо развитой инфраструктурой.

Реализация результатов.

Полученные соискателем данные приняты во внимание при осуществлении «Государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Республики Татарстан» (2001-2005 гг.) и обозначены в текущих и перспективных планах ОАО «РИТЭК».

Диссертант является одним из авторов исследований по темам «Разработка комплексной программы изучения стратиграфии, литолого-петрографических особенностей нижнепермских отложений юго-восточного склона ЮТС» (государственный регистрационный номер 80-01-242) и «Пути увеличения ресурсной базы углеводородного сырья ОАО «РИТЭК» в Республике Татарстан».

Основные защищаемые положения.

Геологические критерии поисков углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Южно-Татарского свода.

Программа комплексного изучения нижнепермских сульфатно-карбонатных образований в связи с прогнозом нефтебитумоносности.

Концепция предотвращения и оценки воздействия на окружающую среду процессов освоения тяжелых нефтей и природных битумов.

Апробация работы.

Отдельные аспекты проблемы выносились и обсуждались на: V Конгрессе нефтегазопромышленников России. (Казань, 2004); Международном симпозиуме «Ресурсоэффективность и энергосбережение» (Казань, 2005; 2006); Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (Москва, 2005); Международных научно-практических конференциях "Природные битумы и тяжелые нефти" (СПб, 2006), «ГЕОМОДЕЛЬ – 2006» (Геленджик, 2006); Международном научном симинаре имени Д.Г.Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей» (Пермь, 2005); Межрегиональных научно-практических конференциях «Перспективы и эффективность разработки залежей нефти в карбонатных и слабопроницаемых коллекторах», посвященной 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане и 50-летию г. Альметьевска (Альметьевск, 2003), «Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов», посвященной 60-летию начала разработки нефтяных месторождений в Татарстане (Лениногорск, 2003); Научно-практических региональных конференциях «Стратегия развития минерально - сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2005 и последующие годы (Саратов, 2004), «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2006 и последующие годы (Саратов, 2005), «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2007 и последующие годы» (Саратов, 2006); Научной конференции «Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных

битумов. Проблемы их освоения» (Казань, 2005.).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 22 печатные работы, в том числе 4 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК.

Фактический материал.

Исходными данными являются результаты геолого-геофизических работ на природные битумы и высоковязкие нефти нижнепермского нефтебитумоносного комплекса Южно-Татарского свода. Используются материалы промысловой геофизики, стратиграфических, литологических, петрофизических, геохимических исследований, имеющих отношение к рассматриваемым вопросам, проведенных в Казанском государственном университете, ТатНИПИнефть, ОАО Татнефть, ОАО «Татнефтегеофизика», ВНИИГИС, БашНИПИнефть, ИГиРГИ, ВНИГРИ, РНТЦ «Природные битумы» ВНИИнефть и др.

Изучены геолого-геофизические разрезы 1800 структурных и специального на природные битумы скважин. Основные закономерности распространения природных битумов и тяжелых нефтей сакмаро-артинского резервуара РТ получены при обобщении данных скважин на площади более 12000 кв. км.

Систематизация и анализ геолого-геофизического материала для решения поставленных задач выполнен лично автором или с его участием.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, шести глав и заключения. Работа содержит страниц текста, рисунков и таблицы. Библиографический список насчитывает наименования.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дана общая характеристика диссертационного обобщения, определены основные задачи, цель исследований, новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.

Республика Татарстан относится к старым нефтедобывающим районам и геологическая изученность недр здесь выше, чем на других территориях Урало-Поволжья: одна глубокая скважина приходится в среднем на 16 км², при этом только поисково-разведочных скважин пробурено свыше 4500. В результате исследований установлена промышленная нефтеносность. В палеозойских отложениях РТ доказана (Р.С. Хисамов и др., 2006) нефтебитуминозность 33 стратиграфических горизонтов, разведано более 150 нефтяных месторождений, включающие свыше 2800 залежей, выявлено около 150 скоплений пермских битумов. Стратиграфический диапазон нефтеносности охватывает весь палеозойский разрез от живетских до казанских отложений включительно.

В Татарстане основные скопления нефти размещаются на территории восточной его части, где наблюдается значительная выработка запасов углеводородного сырья. Это обуславливает необходимость рассмотрения особенностей геологического строения Южно-Татарского свода. Хорошо развитая инфраструктура, предполагает целесообразность выбора и поиска новых объектов для наращивания запасов нефти в пределах данного структурного элемента первого порядка.

1.1. Стратиграфия

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие архейско-нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и комплекс осадочных пород верхнепротерозойского, палеозойского и кайнозойского возраста.

Породы кристаллического фундамента представлены сильно метаморфизованными образованиями, которые отвечают амфиболит-гнейсовому комплексу. В составе комплекса выделяют биотит-плагиоклазовые, гранит-силлиманит-плагиоклазовые, роговообманковые, пироксеновые и другие гнейсы, амфиболиты и кристаллические сланцы.

В ряде скважин на породах кристаллического фундамента исследуемого района, отмечаются признаки древнего выветривания в виде элювиально-делювиального покрова. Мощность коры выветривания до 20 м. Обычно кора выветривания смыта и на породах фундамента залегают терригенные отложения девона, а на северо- и юго-востоке исследуемого района - рифей-венда.

Верхний протерозой. В составе верхнего протерозоя выделяются рифей и венд. В структурном плане эти отложения выполняют наиболее пониженные участки в рельефе кристаллического фундамента и отмечаются на юго- и северо-восточном склонах Южно-Татарского свода (ЮТС) - в пределах Серноводско-Абдулинского и Камско-Бельского авлакогенов.

Рифейские отложения представлены нижним и верхним комплексами. Нижний рифей сложен полевошпатово-кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми песчаниками. Подчиненное значение в них имеют

алевролиты и глинистые аргиллиты. Верхний рифей может залегать как на нижнерифейских породах, так и на кристаллическом фундаменте. Отложения представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками, а также глинистыми алевролитами и аргиллитами.

Вендские образования представлены темно-серыми аргиллитами гидрослюдистого состава, серыми и зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами кварцево-полевошпатового и полевошпатово-кварцевого состава. Мощность венда составляет в среднем 200-300 м, а суммарная мощность рифей-вендских отложений достигает 2500 м.

Девонская система. Девонские отложения на исследуемой территории имеют повсеместное распространение и представлены средним и верхним отделами, отложения которых трансгрессивно залегают на породах протерозоя и архея. Средний отдел представлен отложениями эйфельского и живетского ярусов, верхний - образованиями франского и фаменского ярусов.

Среднедевонские отложения расчленены на эйфельский и живетский ярусы.

Эйфельский ярус представлен бийским горизонтом, залегающим на выветрелых породах кристаллического фундамента или рифей-венда. В последнем случае нижняя его граница проводится по подошве пласта-коллектора горизонта, индексируемого в РТ как горизонт Ду, верхняя - по кровле карбонатно-аргиллитовой пачки. Коллекторы представлены песчаниками кварцевыми, разномзернистыми, с высоким содержанием крупно- и среднезернистых фракций, в подошве с примесью гравийного и мелкогалечного материала, с каолиновым цементом порового и базального типа. Наиболее полные разрезы бийского горизонта пользуются распространением на крайнем юго-востоке рассматриваемой территории. Мощность отложений достигает 13-37 м.

Живетский ярус включает отложения воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов.

Отложения воробьевского горизонта представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, обогащенными шамотом и сидеритом, и имеют, по сравнению с бийскими, значительно большее распространение. Наиболее полные разрезы горизонта прослеживаются на крайнем юго-востоке территории. По литологическому составу они разделяются на две пачки: нижнюю песчано-алевритовую (горизонт Д1У) и верхнюю - аргиллито-алевритовую. В целом мощность воробьевских образований в пределах рассматриваемого района изменяется от 0 до 43 м.

Ардатовский горизонт имеет почти повсеместное развитие и залегает согласно на породах воробьевского возраста, а с размывом - на отложениях бийского горизонта рифей-вендских (Мензелино-Актанышская площадь) или на элювии кристаллического фундамента. Нижняя граница горизонта проводится по подошве песчано-алевритовых пластов (горизонт Дш), а верхняя - по кровле аргиллитовой пачки, залегающей над карбонатным прослоем "средний известняк". Ардатовские отложения отличаются резким преобладанием глинисто-алевритовых пород. В составе их также выделяются

две пачки: песчано-алевритовая, или горизонт Дш, и карбонатно-аргиллитовая. Мощность горизонта имеет наибольшее значение на юго-западном склоне ЮТС и составляет 30-46 м; к востоку и северо-востоку она уменьшается.

Муллинский горизонт также широко распространен в пределах исследуемого района. Отложения представлены мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, иногда с прослоями глинистого известняка. Верхняя граница проводится по кровле глинисто-алевритовой пачки, перекрывающей пласт Дп. Общая мощность муллинских слоев колеблется от 0 до 41 м.

Верхний девон выделяется в объеме франского и фаменского ярусов.

Отложения франского яруса подразделяются на нижне- и верхнефранский подъярусы.

В составе нижнефранского подъяруса выделяются пашийский, кыновский (тиманский), саргаевский и семилукский (доманиковский) горизонты.

Пашийский горизонт представлен переслаиванием песчаников и алевролитов с глинистыми породами и подразделяется на два подгоризонта: нижнепашийский и верхнепашийский. Подгоризонты отличаются различным характером распространения пород-коллекторов и изменения мощности. С юго-запада на северо-восток мощность и песчанность нижнепашийского подгоризонта уменьшаются, а верхнепашийского, напротив, возрастают. Верхняя граница горизонта проводится по подошве реперного пласта "верхний известняк". Наиболее полные разрезы прослеживаются на южном склоне ЮТС. Мощность горизонта колеблется от 0 до 64 м.

Отложения кыновского (тиманского) горизонта пользуются повсеместным развитием. В составе горизонта выделяется нижняя терригенная толща и верхняя глинисто-карбонатная. Горизонт характеризуется значительными колебаниями мощности и изменчивостью литологического состава. Меняется по площади и полнота разреза. На юго-востоке горизонт представлен терригенной толщей, сложенной серовато-зелеными и шоколадно-коричневыми аргиллитами. На остальной территории в средней части горизонта и в его кровле прослеживаются прослои доломитизированных известняков или доломитов, а в нижней появляются пласты песчаников. Мощность карбонатной пачки колеблется от 2-3 м до 11-14 м.

Саргаевский горизонт представлен серыми и темно-серыми, неравномерно битуминозными известняками с прослоями глинистых мергелей. В районе Алтунино-Шунакского прогиба в разрезе отмечается увеличение глинистости и битуминозности пород. В более западных районах в разрезе появляются зеленовато-серые известняки, отмечается меньшая битуминозность пород. Мощность отложений саргаевского горизонта от 3 до 56 м.

Семилукский (доманиковский) горизонт слагается известняками, мергелями и горючими сланцами. Иногда отмечаются прослои доломитов и

доломитизированных известняков. Породы типично доманикового типа - темно-серые до черных, зернистые, кремнистые, битуминозные, глинистые. На южном склоне ЮТС отмечается некоторое увеличение прослоев мергелей и глинистых известняков. Мощность горизонта колеблется от 14 до 55 м.

В карбонатных разрезах верхнего девона (верхнефранский подъярус) и нижнего карбона на изучаемой территории выделены следующие типы: 1) акташский (сводовый), развит на большей части изучаемой территории. 2) бортовой с двумя подтипами - сайтовским и билярским, характерен для прогибов Камско-Кинельской системы; 3) сарайлинский (впадинный), прослеживается в осевой части последних.

Каменноугольная система. Карбон на территории Восточного Закамья повсеместно представлен нижним, средним и верхним отделами.

Нижний карбон. Отложения турнейского яруса подразделяются на нижне- и верхнетурнейский подъярусы.

Нижнетурнейский подъярус представлен отложениями малевского и упинского горизонтов, которые расчленяются только в разрезах акташского типа, где малевский горизонт представлен, в основном, зернистыми известняками с незначительными прослоями органогенно-обломочных, а упинский слагается обычно органогенно-обломочными и водорослевыми разностями. Суммарная мощность этих отложений колеблется в пределах 26-32 м, но в эрозионных врезках они могут отсутствовать. В разрезах сайтовского типа, где мощность данного подразделения возрастает до 70-80 м, отложения представлены, в основном, известняками с незначительными прослоями темно-серых аргиллитов. В разрезах сарайлинского типа малевско-упинские образования - это черные битуминозные известняки, сланцы и аргиллиты мощностью 20-35 м.

Отложения верхнетурнейского подъяруса чернышевского надгоризонта подразделяются на черепетский и кизеловский горизонты.

Черепетский горизонт в разрезах акташского и сайтовского типов представлены карбонатными породами (преимущественно известняками) мощностью до 26 м и 120-160 м соответственно. В осевой части прогибов Камско-Кинельской системы (сарайлинский тип) отложения горизонта имеют небольшую мощность и представлены аргиллитами с редкими прослойками сильно глинистых известняков.

Кизеловские отложения в разрезах акташского и сайтовского типов представлены карбонатными породами - органогенно-обломочными известняками с незначительными прослоями известковистых аргиллитов. Наибольшая мощность кизеловского горизонта отмечается в разрезах сайтовского типа, где она составляет 100-150 м, в разрезах акташского типа она резко сокращается вплоть до полного размыва в эрозионных врезках.

Визейский ярус сложен терригенными образованиями елховского, радаевского, бобриковского, тульского (терригенная толща нижнего карбона, или средняя терригенная толща) горизонтов и карбонатами алексинского, Михайловского и веневского горизонтов.

Елховский горизонт представлен серыми и темно-серыми аргиллитами с тонкими прослойками алевролитов, песчаников, известняков и доломитов. В осевой части Актаныш-Чишминского внутриформационного прогиба (сарайлинский тип) среди мощной толщи аргиллитов в верхней части горизонта появляются пласты (мощностью до 40 м) алевролитов и песчаников, а максимальная мощность отложений достигает 220 м.

Радаевский горизонт на исследуемой территории имеет почти площадное распространение и складывается алевролитами, аргиллитами, песчаниками, в эрозионных врезках с пластами и прослоями углей и углисто-глинистых сланцев. В разрезах акташского и сайтовского типа мощность горизонта колеблется от 2 до 20 м и более. Для сарайлинского типа характерна наибольшая мощность - до 50-100 м.

Бобриковский горизонт представлен песчаниками и алевролитами с незначительными прослоями аргиллитов. Мощность его колеблется в больших пределах от 0 до 25, реже до 50 м (в разрезах сарайлинского типа). В отложениях тульского горизонта кроме аргиллитов и алевропесчаных пород присутствуют прослои известняков, которые в разрезах на крайнем юго-востоке территории уже преобладают и аргиллиты залегают в виде небольших прослоев. Мощность горизонта достаточно постоянна и составляет 7- 30 м для различных территорий.

Алексинский горизонт сложен известняками и доломитами с незначительными прослоями аргиллитов и алевролитов. Мощность отложений не превышает 40-50 м, колеблясь в среднем в пределах 20-30 м.

Михайловский и веневский горизонты представлены в основном карбонатными породами - известняками и доломитами. Мощность этого интервала колеблется от 60 до 95 м.

Отложения серпуховского яруса развиты широко на территории Восточного Закамья и представлены белыми сахаровидными известняками и доломитами. Общая мощность серпуховских карбонатов 100-150 м.

Средний карбон. Среднекаменноугольные отложения подразделяются на два яруса - башкирский и московский.

Отложения башкирского яруса залегают с размывом на отложениях серпуховского яруса. Внутриформационные размывы обусловили стратиграфическую неполноту этой части разреза. Цитологически ярус представлен преимущественно органогенно-обломочными известняками общей мощностью от 10 до 60 м.

В составе московского яруса выделяются верейский, каширской, подольский и мячковский горизонты.

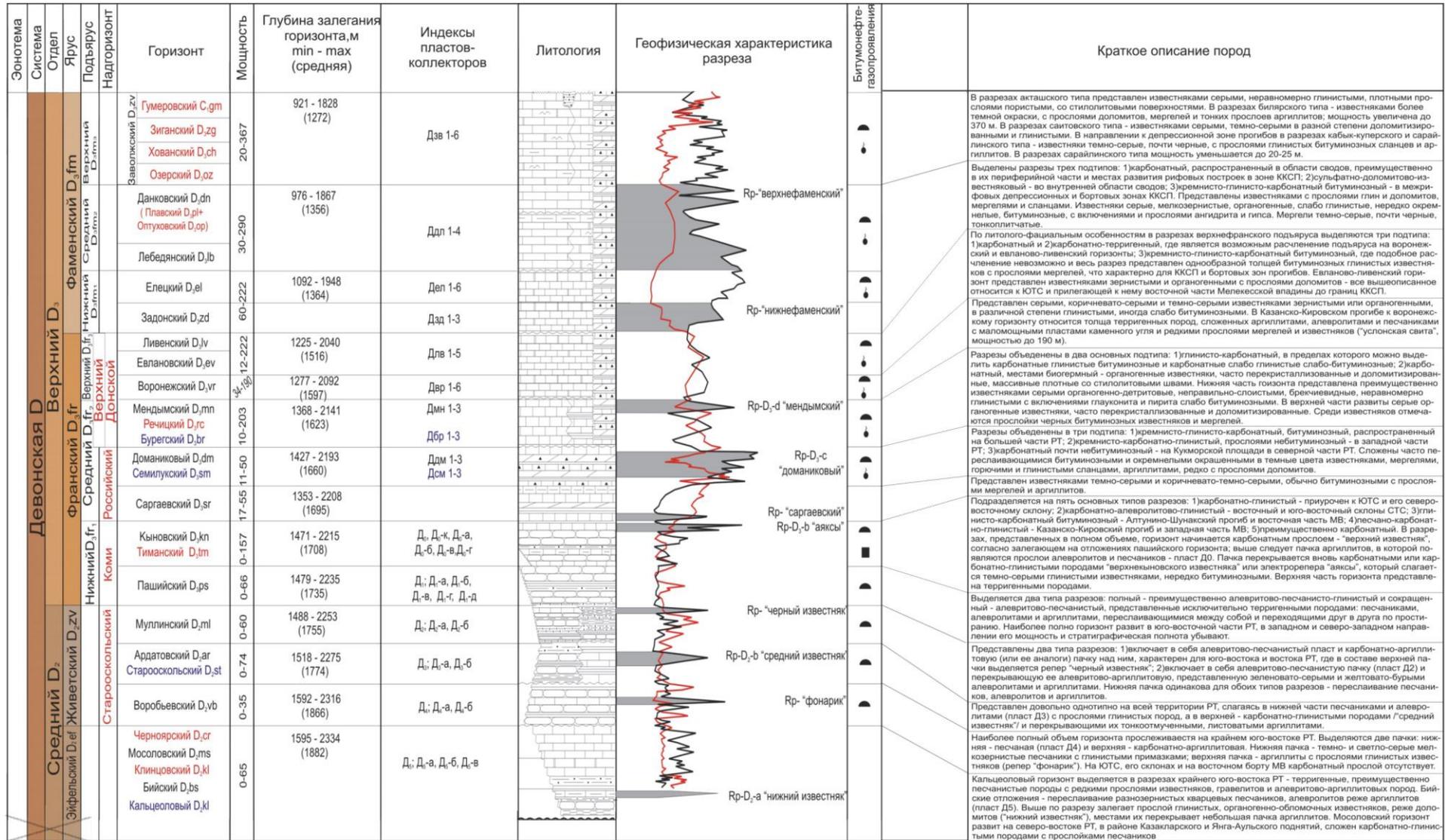


Рис. 1.1. Сводный геолого-геофизический разрез Татарстана - девон (по Хисамов Р.С. и др.2006)

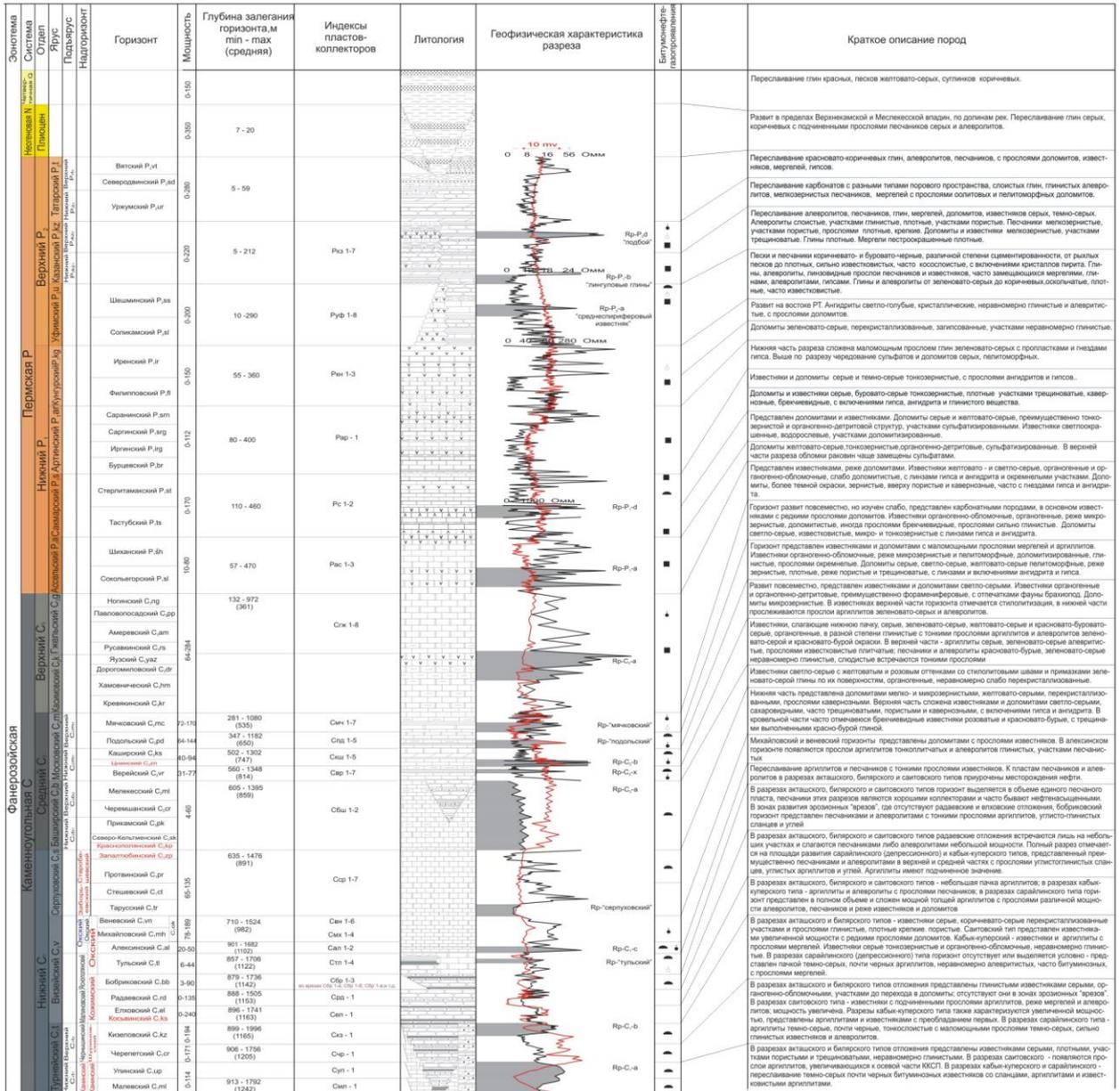


Рис. 1.2. Сводный геолого-геофизический разрез Татарстана - карбон-пермь (по Хисамову Р.С. и др.2006)

Верейский горизонт по литологическому составу подразделяется на две части: нижнюю - преимущественно карбонатную и верхнюю - карбонатно-терригенную. Мощность отложений горизонта колеблется от 36 до 52 м, иногда (в эрозионных врезках) достигая 65-75 м.

Каширский горизонт представлен органогенно-обломочными и биоморфными известняками; в этой части разреза среднего карбона относительно большую роль начинают играть прослойки доломитов. Мощность отложений горизонта колеблется в пределах 40-75 м.

В сложении подольского и мячковского горизонтов принимают участие доломиты и разнообразные по структуре известняки. Мощность горизонтов колеблется от 80 до 110 м.

Верхний карбон. Верхнекаменноугольные отложения составляют два яруса: гжельский и оренбургский, общая мощность которых 95-200 м

Гжельский ярус представлен переслаивающимися между собой желтовато-темно-серыми, местами загипсованными доломитами и желтовато-серыми известняками. Среди известняков встречаются швагериновые, полидетритово-фораминиферовые, реликтивно-органогенные и микрозернистые разновидности. Мощность яруса достигает 140-160 м.

Отложения оренбургского яруса слагаются серыми и светло-серыми, реже зеленовато-серыми известняками биоморфного, реликтивно-органогенного, органогенно-обломочного и пелитоморфного типов, реже доломитами загипсованными, темно-серыми. Мощность карбонатов яруса изменяется от 31 до 43 м, чаще составляя 39 - 40 м.

Пермская система. Среди пермских отложений выделяются нижний отдел, который представлен ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским ярусами, и верхний, в составе уфимского, казанского и татарского ярусов. Суммарная мощность пермских образований достигает 720 м.

Нижняя пермь. Отложения ассельского и сакмарского ярусов представлены, в основном, серыми и буровато-серыми доломитами, реже светло-серыми известняками, с прослоями ангидритов и гипсов. Мощность ярусов колеблется в пределах 60-80 м и 18 - 150 м соответственно.

Артинский ярус представлен тонкозернистыми доломитами с многочисленными включениями голубого ангидрита и светло-серого гипса. Мощность артинских образований изменяется в пределах рассматриваемой территории от 0 до 67 м.

Кунгурский ярус, залегающий трансгрессивно на породах артинского и сакмарского, слагается темно-серыми, с прослоями гипсов и ангидритов доломитами филипповского горизонта мощностью от 1 до 50 м. На крайнем юго-востоке территории выделяется также иреньский горизонт, представленный ангидритами, глинами, доломитами, известняками, мергелями и глинами. Общая мощность кунгурского яруса достигает 150 м.

Верхняя пермь. Уфимский ярус подразделяется на два горизонта: Соликамский и шешминский. Стратиграфически полнота разрезов закономерно уменьшается в пределах изучаемой территории при движении с

востока на запад за счет постепенного выпадения из разрезов сначала нижних частей Соликамского горизонта, а затем и верхних пачек пород шешминского горизонта, а также увеличения глубины размыва уфимских отложений в предказанское время. Общая мощность яруса колеблется от 0 до 150-200 м.

Соликамский горизонт характеризуется преобладанием карбонатных пород, часто переслаивающихся с глинами, алевролитами и песчаниками, с неравномерной, иногда значительной ролью сульфатных пород.

Шешминский горизонт представлен полимиктовыми песчаниками, глинами и алевролитами, с незначительными прослоями карбонатов. Барообразные тела песчаников мощностью более 20 - 25 м распространены на западе рассматриваемой территории, в бассейне р.Шешма.

Казанский ярус представлен двумя подъярусами: нижним, в составе байтуганского, камышлинского и барбашинского горизонтов, и верхним.

Байтуганский горизонт слагается в нижней части известковыми глинами, в верхней - глинистыми известняками, реже зеленовато-серыми мергелями. Мощность горизонта изменяется в пределах 12-35 м.

Камышлинский горизонт представлен в нижней части глинами, реже песчаниками с тонкими прослоями известняков, в верхней - в основном, известняками, прослоями глинистыми. Мощность горизонта колеблется в пределах 11 -27 м.

Барбашинский горизонт делится на две пачки - нижнюю, терригенную (глины, песчаники и алевролиты) и верхнюю, карбонатную (доломиты и известняки). Мощность горизонта колеблется в пределах 17-58 м, обычно 23-26 м.

Верхнеказанский подъярус представлен толщей красноцветных песчаников и глин с подчиненными прослоями известняков и мергелей мощностью от 60 до 140 м.

Отложения татарского яруса развиты, в основном, на водораздельных пространствах, где представлены глинами, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями карбонатных пород только нижние горизонты. Их мощность составляет обычно 31-70 м.

Неогеновая система. Представлена плиоценом, в составе которого выделяются отложения двух серий: кинельской и болгарской. В кинельскую серию объединены отложения, накопившиеся до проникновения на данную территорию морского акчагыльского бассейна, а к болгарской - отложения этой морской ингрессии и континентальные отложения регрессивной стадии. По легенде Средне-Волжской серии листов плиоцен подразделяется на шешминские, челнинские, Сокольские, чистопольские, аккулаевские, биклянские и омарские слои. Шешминские и челнинские слои слагают понтический и киммерийский ярусы, сокольские представляют нижний акчагыл, челнинские в своей верхней части отложены в максимальную стадию акчагыльской ингрессии; биклянские и омарские завершают акчагыльский ярус.

Понтический и киммерийский ярусы на северном склоне ЮТС подстилаются отложениями сакмарского яруса нижней перми и сложены гравийно-галечными отложениями, песками и глинами. Наблюдается несколько ритмов в границах всей толщи. Самые грубые отложения залегают, как правило, в основании. Мощность шешминской свиты изменяется от 20 до 50 м, а челнинской - от 30 до 76 м.

Акчагыльский ярус распространен широко, заполняя палеоврезы донеогеновой эрозионной сети, и выходит далеко за пределы палеоврезов. Максимальная отметка кровли на территории Восточного Закамья +193 м. В палеоврезах подстилающими являются отложения понтического и киммерийского ярусов, на которых акчагыльский ярус лежит с разрывом, а за их пределами акчагыльские образования подстилаются, в основном, пермскими отложениями от татарского до кунгурского яруса включительно.

Сокольские и чистопольские слои отложены в стадию подтопления территории, составляют нижний и средний подъярусы и представлены терригенными отложениями с пресноводной фауной, образованной в бассейне с полупроточными условиями существования. Аккулаевские слои, отложенные в максимальную стадию акчагыльской ингрессии, выделяются не везде. Биклянские и омарские слои, накопленные в завершающую стадию опреснения бассейна, завершают акчагыльский цикл осадконакопления. Ярус представлен песками, глинами, алевролитами, песчаниками с маломощными прослоями полуразложившихся торфов, бурых углей, глинистых мергелей.

Мощность неогеновой толщи колеблется от 0 до 195 м и более, максимальные значения отмечаются в эрозионных долинах на пермской поверхности.

Четвертичная система. Расчленяется на три раздела: эоплейстоцен, плейстоцен и голоцен. Во всех разделах и звеньях наиболее широко распространены аллювиальные породы, образующие серию свит и слоев, имеющих сходное литологическое строение. В нижней части пачек обыкновенно залегают стрежневые разномерные пески с гравием и гальками, гравий (гравийники) и галечники. Они перекрываются пачками русловых песков, которые в верхней части переслаиваются с алевролитами и суглинками. Выше залегают озерно-старичные и пойменные образования, представленные суглинками и глинами. Гравий и галечники обычно сложены кварцево-кремнистыми и местными карбонатными и терригенными породами. Пески серые, желтые, коричневые, кварцевые, разномерные, преимущественно мелкозернистые, косо- и горизонтально-слоистые, иногда слюдястые, в разной степени глинистые. Алевролиты серые, светло-серые, серовато-желтые, тонкие, слюдястые, слоистые. Суглинки коричневые, коричневатые-серые, слюдястые, известковистые. Глины серые и темно-серые, слюдястые, иногда известковые слоистые, пластичные, жирные. Мощность четвертичных отложений может достигать 50 м и более в долинах рек.

1.2. Тектоника

Республика Татарстан в тектоническом отношении расположена на востоке Восточно-Европейской платформы и контролируется центральной, наиболее приподнятой частью Волжско-Камской антеклизы. По поверхности кристаллического фундамента в пределах исследуемой территории выделяется Южно-Татарский выступ, который обрамляется с северо-востока Камско-Бельским (Калтасинским), а с юго-востока - Серноводско-Абдулинским авлакогенами.

К началу байкальского осадконакопления регион, как и вся Восточно-Европейская платформа, представляет область питания для геосинклиналей Урало-Монгольского пояса. В результате проявления процессов континентального рифтогенеза в начале байкальского тектонического цикла происходит дробление фундамента. Формируются разломные зоны, часть из которых наследует древние швы кристаллического основания (Прикамский разлом и др.). В пределах Татарстана обособляются автономные мегаблоки – Альметьевский, Кукморский и др. В наиболее тектонически активных зонах закладываются грабены и авлакогены. К рифейскому времени относится образование на северо-западе региона

Кировско-Кажимского, а на востоке и юге соответственно - Камско-Бельского и Серноводско-Абдуллинского авлакогенов, близко расположенных или частично заходящих краевыми частями на земли Татарстана. В результате формирования отрицательных элементов фундамента из состава щита выделяются Татарский, Токмовский и др. палеовыступы кристаллических пород, ставшие впоследствии ядрами сводовых, поднятий, а авлакогены - центрами впадин.

В позднерифейское время, в связи с миньярской фазой складчатости на Урале, палеотектонические движения приводят к перерыву в осадконакоплении в части авлакогенов. Тектоническая активизация сопровождается внедрением в толщу рифейских пород по расколам магмы основного состава. Дайки зафиксированы в ряде глубоких скважин, пробуренных на западном борту Камско-Бельского авлакогена (скв.98 Мензелино-Актанышская и др.).

В раннем венде отмечается унаследованность в развитии структурных планов. Этап завершается в Уральской геосинклинали поднятиями и складчатостью, расцениваемой рядом исследователей (Шатский, 1963, Богданов, 1983 и др.) как главная эпоха Байкальского тектогенеза, приведшая к общему воздыманию территории. Происшедшая вслед за этим смена тектонического режима отвечает, по мнению А.Н.Золотова, переходному (от доплитного к плитному) режиму, обусловившему расширение систем перикратонных опусканий и образование надавлакогенных прогибов за счет вовлечения в прогибание склонов ранее стабильных глыб фундамента Рифейско-нижневендский структурно-тектонический комплекс является самым нижним, доплитным (авлакогенным) структурно-тектоническим элементом. Отложения, слагающие его, имеют ограниченное распространение и развиты лишь в авлакогенах. В строении комплекса

принимают участие песчано-глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатные образования, характеризующиеся большим количеством разрывов и повышенным магматизмом.

Наиболее крупная структура рифейско-нижневендского комплекса - Камско-Бельский авлакоген, мощность отложений в котором достигает 6 тыс.м. По данным глубокого бурения отмечается резкое ступенчатое погружение рифейско-вендских образований от Татарского выступа фундамента в восточном направлении к центральной части авлакогена.

В поздневендский этап выделяются области опускания, которые в границах распространения капровско-шкаповских отложений уже схожи по форме с платформенными структурами. В это время в погружение вовлекается восточная часть раннерифейского Серноводско-Абдулинского прогиба, а на крайнем юго-востоке Татарстана от Татарского выступа отделяется Фоминовско-Кандызский блок фундамента

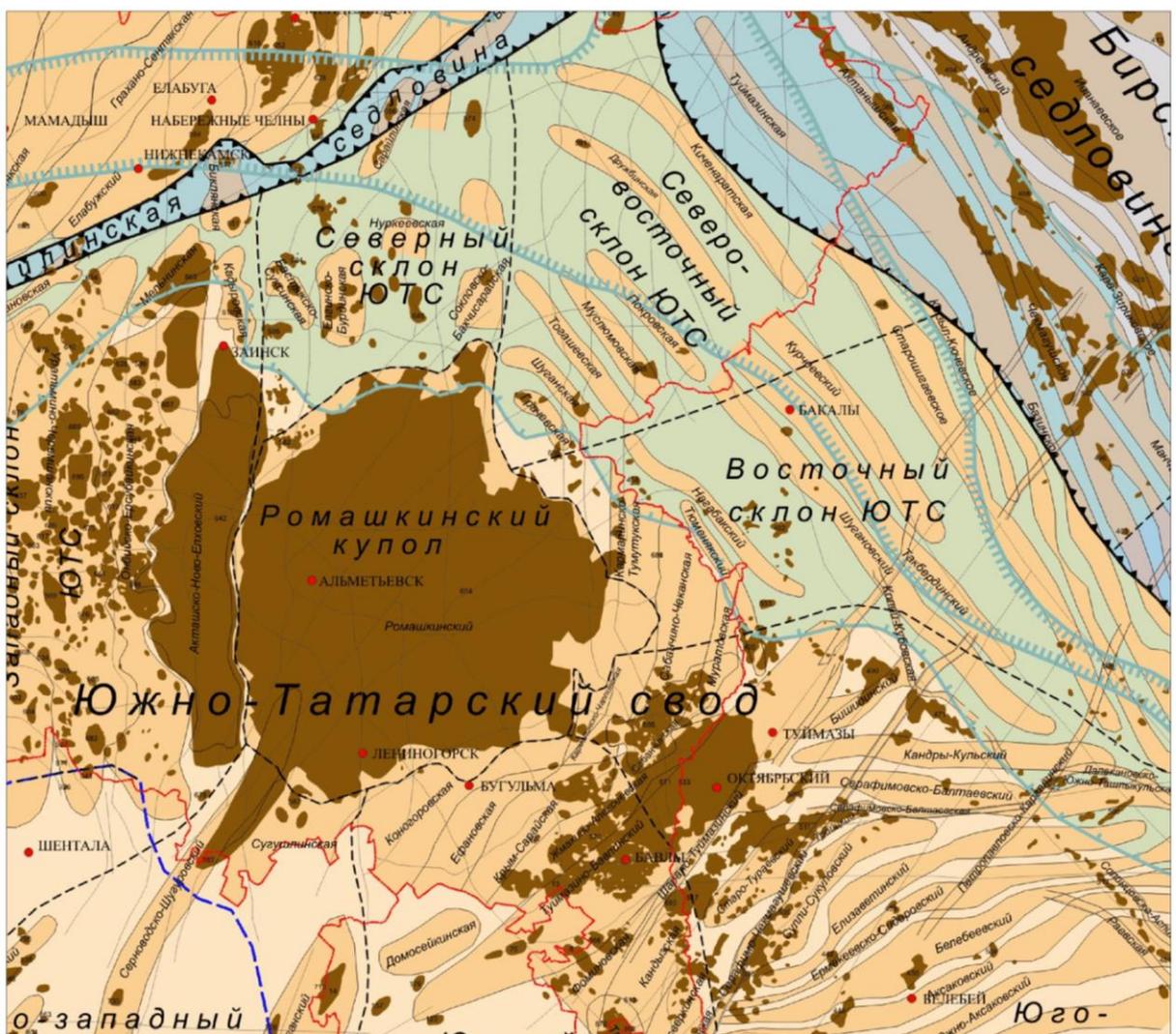


Рис 1.3 Обзорно-тектоническая схема Южно-Татарского свода
(фрагмент обзорной карты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Хисамов и др.2006)

В поздневендский этап выделяются области опускания, которые в границах распространения капровско-шкаповских отложений уже схожи по форме с платформенными структурами. В это время в погружение вовлекается восточная часть раннерифейского Серноводско-Абдулинского прогиба, а на крайнем юго-востоке Татарстана от Татарского выступа отделяется Фоминовско-Кандызский блок фундамента.

Поздневендский этап завершается второй фазой байкальской складчатости, вызвавшей общее поднятие в пределах Урала, а на платформе приведшее к длительному континентальному перерыву в осадконакоплении. Татарский, Токмовский и другие палеовыступы кристаллических пород входят в состав единой приподнятой области - Волжско-Камской антеклизы. Верхневендский структурно-тектонический комплекс характеризуется меньшей степенью дислоцированности и более пологим залеганием. Он сложен глинисто-молассовидной формацией, широко представленный в Камско-Бельском и Серноводско-Абдуллинском прогибах, где ее мощность достигает 1 тыс.м.

По данным глубокого бурения и геофизических исследований современный Южно-Татарский выступ представляет собой обширное тектоническое сооружение глыбового типа, имеющее изометричную форму и размеры 150x197 км. Превышение выступа над окружающими его отрицательными элементами фундамента составляет 100-150 м по отношению к Сарайлинскому прогибу (на северо-западе) и 5-6 тыс.м к центральным частям Камско-Бельского и Серноводско-Абдуллинского авлакогенов. Выступ ограничен Прикамским, Главным Удмуртским, Бавлинским и Баганинским крупными разломами и расколот, в свою очередь, более мелкими тектоническими нарушениями на ряд отдельных блоков различной конфигурации.

Наиболее приподнятая часть выступа (Альметьевский блок) имеет изометричную форму, размеры 77x82 км и осложнен вытянутыми в субмеридиональном направлении грядками - Миннибаевско-Пановской, Альметьевско-Бастрыкской, Павловско-Имяновской и др.).

Воздействие разнонаправленных тектонических движений блоков по расколам обусловило ступенчатое террасовидное строение склонов Южно-Татарского выступа. Наиболее сложно построен западный склон, расчлененный разломами (Алтунино-Шунакским, Кузайкинским и др.) и связанными с последними одноименными грабенообразными прогибами субмеридионального простираения на ряд ступеней (Акташско-Новоелховскую, Уратьминско-Черемшанскую и др.), осложненных локальными выступами.

Среди наиболее крупных структурных форм в фанерозойском геологическом разрезе отчетливо выражены Южно-Татарский свод и небольшой фрагмент (на северо-востоке) юго-западной окраины Верхнекамской впадины.

В плитном чехле выделяются герцинский и альпийский (позднеальпийский) структурно-тектонические комплексы, сформированные на крупных этапах тектонического развития территории.

Герцинский комплекс сформировался в течение одноименной тектонической эпохи; характеризуется значительной сивелированностью большинства структур и преимущественно пликативными условиями залегания пород. По строению и составу отложений в нем выделяются эйфельско-нижнефранский, среднефранско-средневизейский и верхневизейско-пермский структурно-тектонические этажи.

Отложения, слагающие эйфельско-нижнефранский этаж, с угловым несогласием залегают на размытой поверхности фундамента, а на западном борту Верхнекамской впадины и на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода - на рифейско-вендских образованиях. По литологическому составу они представлены песчано-глинистыми образованиями, причем на Альметьевской вершине более широко развиты песчаные разности, на западном, северном и южном склонах Южно-Татарского свода разрез в основном сложен глинисто-алевролитовыми породами с маломощными прослоями глинистых известняков и мергелей.

Структурный план терригенных отложений девона несколько отличается от рельефа поверхности кристаллического основания. Это отличие наблюдается на юго-востоке рассматриваемой территории, где по подошве терригенного девона Серноводско-Абдуллинский прогиб не прослеживается. В структуре эйфельско-нижнефранского этажа ему отвечает моноклираль, погружающаяся на юг и юго-восток от Южно-Татарского свода. Последний в общих чертах наследует структуру поверхности фундамента, но в более сглаженном виде. По кровле кыновского горизонта практически не прослеживается большая часть структур второго и третьего порядка (прежде всего на западном склоне Южно-Татарского свода - Акташско-Ново-Елховский, Уратьминско-Черемшанский валы и др.) и разделяющие их грабенообразные прогибы - Кузайкинский, Амировский. На юго-восточном склоне не следятся Сулинский, Шалтинский и другие прогибы, которые выделяются в рифейско-вендских отложениях.

Значительные изменения регионального и локального структурных планов региона отмечаются в среднефранско-средневизейском структурно-тектоническом этапе. Особенности строения во многом определяются развитием в позднедевонское время внутриформационных Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов Камско-Кинельской системы, что привело к резкой дифференциации осадконакопления как в них самих, так и за пределами, и к формированию структурно-фациальных зон.

Прогибы представляют депрессионные зоны, в которых происходит образование темноцветной битуминозной кремнисто-глинисто-карбонатной доманиковой субформации. Мощность последней не компенсирует амплитуду опусканий и, как правило, на порядок меньше, чем на бортах. Отличительные признаки субформации - сильная глинистость, окремнение и первичная битуминозность, сланцеватость и др.

На бортах прогибов формируется синхронная депрессионным образованиям по возрасту, мощная мелководная карбонатная рифогенная субформация, сложенная в основном светлыми биоморфными карбонатными породами, представленными биоморфно-детритовыми и обломочными известняками и доломитами. Большое место занимают здесь перикристаллизованные пористые и трещиноватые крупнозернистые доломиты и доломитовые известняки.

В позднефранское время на юго-востоке Татарстана в окружении Камско-Кинельских прогибов создается обширная область внутреннего шельфа, обрамленная кольцом крупных рифогенных сооружений, осложненных многочисленными биогермами, как одиночными, так и группирующимися в цепочки структур, иногда значительной протяженности, получившая название Альметьевской (Ромашкинской) рифогенной кольцевой банки.

Нижнекамский прогиб осложняет северный, а Актаныш-Чишминский прогиб - северо-восточный склоны Южно-Татарского свода. Наиболее резко они выражены по кровле фаменских отложений.

В турнейский век завершается этап некомпенсированного развития прогибов. Происходит процесс разрастания мелководных шельфов за пределы позднедевонских тектоно-седиментационных уступов, смещение рифогенных субформаций внутрь прогибов и образование самостоятельных бортовых седиментационных уступов. В связи с "заращением" прогибов от их внешних зон к внутренним отмечается омолаживание ядер рифогенных построек. Они не были так широко распространены, как верхнедевонские карбонатные массивы, от которых отличались меньшей мощностью и пологими формами.

Начиная с елховского времени происходит интенсивная компенсация прогибов терригенными образованиями, которая в тульское время заканчивается. В более молодых отложениях Камско-Кинельская система отображается лишь за счет уплотнения мощных глинистых образований (елховских), слагающих осевые части прогибов.

К характерным особенностям строения Камско-Кинельских прогибов относятся эрозионные врезы, осложняющие прибортовые зоны. Они выполнены терригенными образованиями раннекаменноугольного возраста увеличенной мощности. Происхождение врезов связывается с деятельностью палеорек, временных водных потоков, подводных течений.

По нижнекаменноугольным отложениям структурный план более сложный, чем по нижележащим горизонтам. На значительной части Восточного Закамья отмечается влияние прогибов Камско-Кинельской системы. Структурный план нижнекаменноугольных образований на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода, в общих чертах, повторяет пашийско-кыновский с некоторыми изменениями в деталях строения.

Структура среднекаменноугольно-пермского этажа, по сравнению с нижнекаменноугольным, сглажена и характеризуется плавными формами. Многие локальные поднятия совсем выполаживаются. Северный и северо-

восточный склоны Южно-Татарского свода характеризуются слабо выраженным террасовидным строением. На западном склоне свода структурные планы осложнены дополнительными флексурами и локальными поднятиями.

По нижнепермским отложениям Южно-Татарскому своду отвечает область относительно приподнятого залегания слоев, имеющего вид крупного структурного мыса, раскрывающегося на север и осложненного локальными поднятиями, часто группирующимися в структурные зоны, и разделяющими их прогибами. Современные структурные планы пермских горизонтов сформировались в результате тектонических, седиментационных, карстогенных и эрозионных процессов, а также под влиянием неравномерного уплотнения нижележащих толщ.

Образования мезозойского (раннеальпийского) структурно-тектонического комплекса на территории исследований отсутствуют, вследствие проявления интенсивных восходящих движений, обусловленных пиринейской, совской, штирийской и аттической фазами складчатости. Они вызвали резкое усиление складкообразовательных движений и проявлений разрывной тектоники, способствовавших началу формирования глубоких каньонообразных долин (свыше 200 м), расчленивших древнюю олигоцен-миоценовую поверхность выравнивания.

Альпийский структурно-тектонический комплекс начал формироваться с плиоцена после завершения аттической фазы тектогенеза. В позднепонтское и начале раннекиммерийского времени, когда регрессия Черноморско-Каспийского бассейна достигла максимального развития, на рассматриваемой территории началось формирование аллювиального материала шешминских слоев (песков с прослоями гравия, галечника).

В раннекиммерийское время наблюдается смена знака колебательных движений, причем наиболее активные погружения отмечаются на западе Татарстана в Мелекесской впадине. В этот отрезок времени в условиях подтопления палеодолины Камы и других рек начинают формироваться озерно-аллювиальные и озерные челнинские осадки (глины с прослойками песков), заполняя глубокие каньонообразные врезы.

Сокольские образования накапливаются в условиях раннеакчагыльской ингрессии за счет заполнения палеодолин преимущественно глинистыми осадками в водоеме лиманного типа. В позднесокольское время, в связи с регрессией акчагыльского бассейна на месте лимана возникает цепочка полупроточных озер, где отлагаются глинистые осадки.

Среднеакчагыльская ингрессия привела в чистопольское время к опусканиям на западе Татарстана в районе Мелекесской впадины и захватила территорию между Бугровским валом и рекой Шешма. По долине палео-Камы бассейн проникает вглубь Закамья. Существующие врезы переполняются песчано-глинистым материалом и осадконакоплением охватываются водораздельные пространства. В Иско-Камско-Бельском междуречье формируется плитоподобный комплекс мощностью более 200 м. На остальной (сводовой) части Южно-Татарского свода преобладают

денудационные процессы и снос терригенного материала в бассейн осадконакопления.

В эоплейстоцене продолжается осадконакопление в условиях денудационной равнины. Образуется слабо врезанная гидрографическая сеть. В плейстоцене изменений в накоплении осадков не отмечается. В континентальных условиях происходит дальнейшее разрушение рельефа на фоне пульсационного характера неотектонических движений, что обусловило образование и чередование врезов и террас.

Юго-восточный склон Южно-Татарского свода имеет сложное строение. Заложение здесь рифейского Сокско-Бавлинского грабена обусловило отчленение Фоминовско-Алексеевского блока.

1.3. Нефтебитумоносность

В пределах Южно-Татарского свода сосредоточены основные запасы нефти РТ. Здесь расположены уникальное Ромашкинское, крупнейшее Ново-Елховское и крупное Бавлинское месторождения. Небольшие и средние по размерам скопления нефти выявлены на склонах Южно-Татарского свода. На этой территории доказана нефтеносность 27 горизонтов девона, карбона и перми. Залежи нефти залегают на глубинах от 400 до 2000 м, а залежи природных битумов выявлены на глубинах от первых метров дневной поверхности до 600 м.

Диапазон нефтеносности охватывает по разрезу практически весь палеозой от живетских до уфимских отложений. В соответствии со структурно-тектоническими условиями залегания, литологическими особенностями и изолированностью друг от друга по разрезу выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: терригенный девон, карбонатный девон и нижний карбон, терригенный нижний карбон, карбонатный нижний и карбонатно-терригенный средний карбон, карбонатная нижняя пермь, терригенная верхняя пермь (уфимский ярус). В каждом комплексе выделяются локально- и регионально нефтеносные горизонты. Последние приурочены к пластам под региональной покрывкой, т.е. залегают в верхней части природных резервуаров.

Самый нижний нефтегазоносный комплекс осадочной толщи содержит основные запасы нефти. Нефтепроявления различного характера и интенсивности отмечены практически во всех алевропесчаных пластах-коллекторах разреза. Почти все они, за исключением пласта Д_в эйфельского яруса, содержат и промышленные скопления нефти. Но в отложениях живетского яруса горизонты Д_{IV} и Д_{III} это практически одиночные, с небольшими запасами, залежи нефти. В то время как в пашийско-кыновских отложениях (горизонты Д_I и Д₀) открыто более сотни, в основном средних и мелких, и несколько крупных и уникальных по размерам залежей нефти.

Скопления нефти промышленного значения в живетских отложениях обнаружены, в основном, в юго-восточной части территории, в Сулинско-Бавлинском районе и в южной и юго-западной частях Ромашкинского месторождения. Воробьевские отложения нефтеносны на более обширной

территории. Отложения пашийского и кыновского горизонтов, являясь регионально нефтеносными, представляют собой базисный объект разведки и разработки на многих месторождениях востока Татарстана. При этом залежи нефти пашийского горизонта распространены, в основном, в юго-восточной и южной части изучаемой территории, а залежи в пашийско-кыновских и кыновских - в северо-западной ее половине.

В составе второго нефтегазоносного комплекса исследуемой территории различаются локально-нефтеносные горизонты - карбонатные отложения девона и нижнетурнейского подъяруса и регионально нефтеносные горизонты верхнетурнейского подъяруса. Нефтеносность в локальном плане выявлена в отложениях семилукского (доманикового), бурежского (мендымского), воронежского, данково-лебежанского и заволжского горизонтов верхнего девона и малевско-упинского и черепетско-кизеловского горизонтов нижнего карбона. Промышленные притоки нефти из отложений семилукского (доманикового) горизонта получены на Березовской площади Ромашкинского месторождения, а также на Азнакаевской площадях; залежи контролируются локальными поднятиями. Скопления нефти на северо-восточном склоне ЮТС выявлены также в пределах Шуганской и Муслумовской структур. Залежи структурно-литологического и литологического типов, что обусловлено формированием коллекторов особого типа - трещинно-поровых и трещинных.

Нефте- и газопроявления различной интенсивности в отложениях бурежского горизонта отмечены практически на тех же участках территории, что и в семилукском горизонте. Однако возможность открытия здесь промышленных скоплений нефти несколько ограничена.

В карбонатах воронежского горизонта к настоящему времени установлена единственная залежь нефти на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, которая также контролируется локальным поднятием. Большинство нефтепроявлений данково-лебежанского горизонта приурочены к локальным поднятиям на востоке Ромашкинского месторождения на склонах Южно-Татарского свода - юго-восточном, восточном, северном и западном. Залежь нефти на Зеленогоской площади Ромашкинского месторождения более 8 лет находится в промышленной эксплуатации. На остальной части территории, отмечены единичные слабые нефтепроявления.

Заволжские отложения промышленно нефтеносны вблизи вершины ЮТС (Северо-Альметьевская, Зай-Каратайская площади Ромашкинского месторождения и Ново-Елховское месторождение), на его юго-восточном (Фоминовское и Родниковское поднятия) и северном (Тлянчи-Тамакская площадь) склонах. Залежи пластовые сводовые

Структурные элементы первого порядка					Южно-Татарский свод										
Система	Отдел	Ярус	Структурные элементы второго порядка			Восточный склон	Акташско-Небеловский вал	Туимзино-Баблинский вал	Уральско-Черемшанский вал	Ульяновский вал	Шев-Восточный склон	Северный склон	Берег-Восточный склон		
			Надгоризонт	Слои, горизонт	Литологическая характеристика										
Пермская	Верхний	Татарский													
		Казанский				▨	▨		▨	▨					
		Уфимский				■	■	▨	■	■	▨				
		Кунгурский						△					▨		
		Артинский						△			▨				
		Сакмарский					▨		▨	▨	■	▨			
		Ассельский							▨	▨	▨				
Каменноугольная	Средний	Московский	Верхний	Мячковский											
			Нижний	Пудольский		△	△	△		△					
		Башкирский	Нижний	Каширский		●	●	△	●	●		△	●	△	
				Верейский		●	●	△	●	●			●		
	Нижний	Намгарский				●	●								
						●	●								
		Возьинский	Верхний	Восточный	Березовский		●	●		●	●				
					Веневский										
					Мухомоловский										
			Средний	Восточный				●	●	●	●	●	●	●	●
								●	●	●	●	●	●	●	●
								●	●	●	●	●	●	●	●
		Турчумский	Нижний				●	●	●	●	●	●	●	●	
							●	●	●	●	●	●	●	●	
	Днепровская	Средний	Верхний				●	●	●	●	●	●	●		
							●	●	●	●	●	●	●		
							●	●	●	●	●	●	●		
							●	●	●	●	●	●	●		
		Нижний	Средний					●	△	●	△	●	△		
								△	△	●	△				
●															
●								△	△	●					
Нижний								●	●		●		●	△	
								●	●		●		●		
								●	●		●		●		
								●	●		●		●		
Средний	Верхний					●	△	●							
						●	△	●							
						●	△	●							
						●	△	●							
Нижний						●		●			●	●			
						●		●			●	●			
						●		●			●	●			
Средний	Верхний					●	△	●							
						●	△	●							
						●	△	●							
Нижний						●		●			●	●			
						●		●			●	●			
						●		●			●	●			
Рифей + венд															

Условные обозначения

- - нефтяные залежи
- △ - нефтяные проявления
- ▨ - битуминозность
- - месторождения прорывные куполов

Рис. 1.4. Распределение нефтебитумопроявлений в отложениях палеозоя Южно-Татарского свода (по Арефьеву Ю.М., 1994 г.)

Нефтепроявления при проходке нижнетурнейских отложений отмечены на многих площадях. Промышленная нефтеносность малевско-упинских отложений установлена в пределах западного (Черемшанская, Уратьминская, Шугуровская, Ульяновская площади) и северного (Тлянчи-Тамакская площадь) склонов ЮТС, а также на его вершине - на отдельных высокоамплитудных структурах. Залежи контролируются структурами облекания (так называемые «бескорневые структуры») и тектоно-седиментационными.

Верхнетурнейские отложения составляют верхнюю часть многопластового природного резервуара второго нефтеносного комплекса и потому они регионально нефтеносные. Коллекторами нефти являются органогенно-обломочные, органогенные и комковато-сгустковые известняки, которые относятся к порово-трещинному и поровому типам. Залежи нефти разной величины встречены как на вершине ЮТС, так и на всех его склонах. Тип залежей нефти пластовый сводовый и массивно-пластовый. Наиболее крупные залежи - Бавлинская и №№ 221, 201 Ромашкинского месторождения.

Терригенная толща нижнего карбона является вторым по запасам нефти комплексом данной территории и РТ в целом. Коллекторами нефти являются песчано-алевритовые пласты малиновского и яснополянского надгоризонтов. Продуктивные пласты радаевско-бобриковского горизонтов развиты почти повсеместно, но литологически не выдержаны и нередко замещаются глинистыми породами. Залежи нефти приурочены, как правило, к локальным поднятиям. Но, вследствие литологической невыдержанности пластов-коллекторов, залежи нефти контролируются как структурным фактором, так и литологическим экраном. По размерам, этажу нефтеносности и запасам залежи нефти самые разнообразные. Преобладают залежи небольшие, одно- и двухпластовые. Как и в турнейских отложениях, залежи нефти группируются в пределах структур II порядка, осложняющих основные тектонические элементы территории. Только на Ромашкинском месторождении (вершина свода) установлено порядка 60 залежей нефти. Наиболее крупная - залежь на Куакбашской площади. Она приурочена к структуре II порядка почти меридионального простирания, осложненной рядом куполов. Скопление нефти контролируется структурной ловушкой и представляет собой многопластовый объект радаевско-бобриковских отложений. На склонах ЮТС залежи нефти приурочены к пластам как радаевско-бобриковского, так и тульского горизонтов. Наиболее крупные залежи - Бавлинская, Ново-Бавлинская, Ульяновская, Ямашинская. Все они пластового сводового типа. Кроме того на месторождениях западного склона ЮТС, а также на Ромашкинском (в его северной части) выявлены дополнительные нефтенасыщенные песчано-алевритовые тела суммарной толщиной до 15-30 м, которые приурочены к участкам развития эрозионных врезов руслового типа. Пласты в этих рукавообразных зонах имеют повышенную продуктивность.

Комплекс ниже- и среднекаменноугольных отложений, представляющий третий по разрезу, единый многопластовый природный резервуар нефтеносности, охватывает отложения от алексинского до верейского и каширского горизонтов. Регионально нефтеносна верхняя часть толщи. Нижние горизонты содержат сравнительно небольшое количество залежей, поэтому они рассматриваются как потенциально нефтеносные и лишь алексинские слои на Ромашкинском, Бавлинском и ряде других месторождений содержат небольшие залежи промышленного значения. Также промышленные скопления нефти разведаны в серпуховских отложениях на Шугуровском участке Ромашкинского месторождения. Залежь имеет общий водо-нефтяной контакт с башкирской залежью. Залежи контролируются поднятиями - Шугуровским, Сортоводским и др. В их пределах залежи по отдельным стратиграфическим интервалам имеют общие контуры нефтеносности. Подобное строение залежей башкирского и серпуховского ярусов отмечено и для высокоамплитудных структур западного склона ЮТС. Выявленные здесь залежи группируются на структурных террасах, а в отложениях верейского горизонта они могут контролироваться (как и на Куакбашской площади Ромашкинского месторождения - залежь 301) структурами 2-го порядка. На отдельных месторождениях (Екатериновское и др.) в отложениях верейского горизонта нефтеносны и песчаники, заполняющие эрозионные врезы. Наиболее крупные залежи нефти встречены на северных, наиболее приподнятых частях структурных террас (Тавельское, Ямашинское и др. месторождения). Следует отметить, что восточная граница нефтеносных площадей по отложениям среднего карбона проходит северо-восточнее Миннибаевской террасы.

Нефтепроявления в породах нижней перми тяготеют к юго-восточному склону ЮТС. Нефтеносными являются пористые и кавернозно-трещиноватые доломиты, реже известняки главным образом ассельского и артинского горизонтов. Промышленные притоки нефти (до 5 т/сут.) получены на Николашкинском месторождении.

На рассматриваемой территории наиболее разведанными являются скопления нефти (и битумов) в терригенном комплексе верхней перми. Площади распространения песчаниковой пачки уфимского яруса (шешминский горизонт) ограничиваются бассейном р.Шешма и потому подавляющее большинство известных залежей УВ связано с западным склоном ЮТС и его вершиной. Скопление тяжелой нефти плотностью 0,94-1,00 г/см³ вскрыты в пластах слабосцементированных песчаников на глубинах от 60 до 100 м и более, залегающих ниже урезом воды. Для уфимского нефтебитумного комплекса в целом характерно преимущественное развитие небольших по размерам залежей, контролируемых локальными поднятиями, формирование которых обусловлено раздувами песчаных тел до 40 м и более; последние четко отображаются в современном плане кровли уфимского яруса.

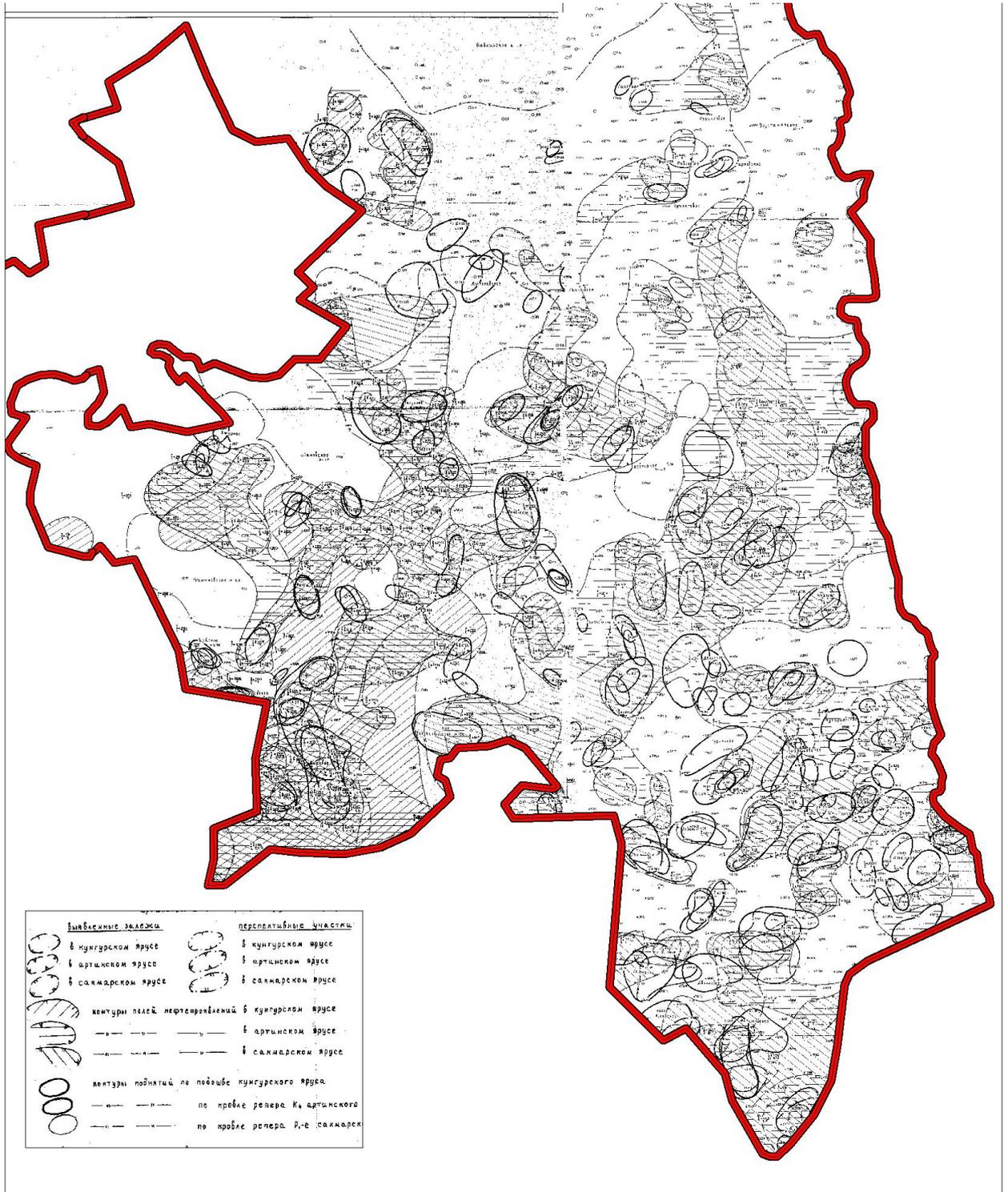


Рис.1.5 Карта нефтеносности сакмарского, артинского и кунгурского ярусов
(по Петрову Г. А., 2000)

1.4. Обоснование выбора объекта исследования

Анализ тектонического строения и нефтегазоносности Южно-Татарского свода, динамика геолого-геофизического изучения свидетельствуют, что резервы прироста запасов углеводородного сырья в старых нефтедобывающих районах, к числу которых принадлежит и Татарстан, могут быть связаны как с горизонтами нижней части осадочного чехла (вскрытыми в силу своего положения существенно меньшим числом скважин), так и с верхней частью разреза, которая при бурении глубоких скважин оказывается не охваченной широким комплексом исследований

В настоящее время поисково-разведочный процесс в республике осуществляется в условиях очень высокой степени освоенности начальных потенциальных ресурсов нефти (опоискованность начальных потенциальных ресурсов нефти составляет более 91%), характеризующихся небольшими размерами открываемых месторождений с залежами преимущественно в карбонатных коллекторах, приуроченностью новых залежей на разрабатываемых месторождениях к ловушкам и коллекторам весьма сложного строения и локально нефтеносных горизонтах. Эти особенности потребовали совершенствования методики поисков и разведки месторождений нефти.

Опоискование в ОАО «Татнефть» осуществлялось за счет повышения роли эксплуатационного бурения в изучении локально нефтеносных горизонтов и применения для этого комплекса нейтронных методов исследования в старом фонде скважин (Р.Х.Муслимов и др., 1974).

Поиски нефти в девоне и карбоне требуют (Р.С.Хисамов, 2002; 2004) значительных капиталовложений. Ввиду малых размеров поисковых объектов остается большая вероятность бурения «пустых» скважин.

Промышленный интерес представляют пермские природные резервуары, являющиеся вместилищами углеводородного сырья, которым при бурении глубоких скважин не уделяется должного внимания.

В республике к настоящему времени выявлено более 400 залежей и месторождений природных битумов в пермских отложениях составляющих четвертый (частично), пятый, шестой и седьмой продуктивные комплексы (Н.Г.Абдуллин и др., 1979), суммарные запасы и ресурсы которых по разным оценкам колеблются от 4,7 млрд.т (ГПК АО «Татнефть») до 20,7 млрд. т (ТатНИПИнефть). Следует отметить, что нефтебитумоносность пермских отложений в изучаемом регионе в значительной степени определяется наличием скоплений нефти в нижележащих девонских и, особенно, каменноугольных отложениях.

Несмотря на кажущийся огромный потенциал скоплений УВ в пермских образованиях, надо иметь в виду, что степень их промышленной ценности на территории Татарстана весьма различна. Так, большая часть скоплений битумов казанского яруса верхней перми, расположенных в пределах Мелекесской впадины, в том числе и западнее границы распространения нефтяных месторождений, в данный момент не

подготовлена к освоению. Что касается залежей битумов в высокочемких песчаниках уфимского яруса верхней перми, некоторые из которых находятся в опытной эксплуатации. Особенности их строения является высокая вязкость - порядка 1-200 Па.с, наличие запечатывающего залежь слоя, водоносных пропластков в разрезе и др. Это требует создания новых технологий тепловых методов извлечения.

В то же время нижнепермские слои, представленные карбонатными породами, на ряде участков западного склона Южно-Татарского свода содержат жидкие нефти, вязкость которых близка к таковой в разрабатываемых пластах среднего и нижнего карбона (И.М.Акишев, 1987). На юго-восточном склоне Южно - Татарского свода из сакмаро-артинских карбонатных отложений получены промышленные притоки нефти относительно невысокой вязкости (Николашкинский участок Урустамакского нефтяного месторождения и др.), что подтверждается данными бурения на Сулинской (Татарстан), Кулбаевской, Чатбашевской (Башкортостан) площадях. Состав и свойства нафтидов одного из таких скоплений в доломитах артинского яруса из скважины 12320 Николашкинского месторождения приведены по данным лаборатории химии нефти ИОФХ КНЦ РАН в таблице 1.

Таблица 1.1

Состав и свойства нафтидов артинского яруса
из скважины 12320 Николашкинского месторождения

Плотность, г/см ³	Содержание, %					Соотношение СБ/ССБ
	сера	масла	СБ	ССБ	асфальтены	
0,949	6,05	63,16	22,65	8,79	5,54	2,56

Примечание: СБ – смолы бензолные, ССБ – смолы спирто-бензолные

Для абсолютного большинства исследователей (В.А.Лобов, Д.А.Гроссгейм, 1966; И.М.Акишев, 1987; Р.З.Мухапетшин и др., 2004; и др.) нет сомнений на счет природы аномальности свойств этих нафтидов, обусловленной миграцией нефти из отложений карбона и девона вверх по разрезу.

Анализ закономерностей размещения и условий формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области пермских отложений свидетельствует (таблица 1.2) о приоритетности изучения нижнепермских битумов как источников углеводородного сырья .

**Физические свойства и химический состав пермских битумов
Татарстана (по Абдуллину Н.Г. и др., 1979)**

Горизонт, ярус	Месторождение, площадь	Битумовмещающая порода	Консистенция битума	Плотность г/см ³	Состав, %			Вид битума
					масел	смол	асфальтенов	
Сакмарский	Николашкинское	Известняк	Жидкая	0,985	88,0	8,7	3,3	Нефть
	Карасинская	-*	Полужидкая	0,898	86,4	19,5	14,1	Мальта
Шешминский	Мордово-Кармальская	Песчаник	Жидкая	0,945	74,1	18,3	7,6	Нефть
	Старокувакское	-*	-*	0,947	69,4	25,4	5,2	-*
	Сарабикуловское	-*	-*	0,965	75,3	18,4	4,6	-*
	Змиевское	-*	-*	0,953	58,0	36	6,0	-*
	Ашальчинское	Песок	-*	0,964	72,4	20,4	7,5	-*
	Федоровская	Песчаник	-*	0,970	72,1	18,6	9,3	-*
	Коробковская	-*	-*	0,986	71,3	21,7	7,0	-*
	Сугушлинское	-*	Полужидкая	0,984	72,9	14,7	12,4	Мальта
	Ойкинское	-*	-*	0,990	63,1	23,7	13,2	-*
	Черемшанское	Песчаник	-*	0,965	71,1	11,7	17,2	-*
	Шугуровское, штольня	-*	-*	1,002	59,8	28,5	11,7	-*
	Миннибаевское	-*	-*	1,012	55,7	31,2	13,1	-*
	Шугуровское, карьер	-*	Мягк., нетекуч.	1,024	50,9	21,4	27,7	-*
	Шугуровское, обнажение	-*	Твердая	1,080	14,9	24,0	61,1	Гуминокер.
	Казанский	Аксубаевское	-*	Полужидкая	0,971	67,1	24,0	8,9
Сюлеево, обнажение		Доломит	-*	0,988	67,2	23,3	9,6	-*
Чулпановское		Известняк	-*	1,014	55,7	26,8	17,5	-*
Мукмин-Каратай, обнаж.		-*	Мягк., нетек.	1,048	59,3	25,0	15,7	-*
Фиков-Колок, обнажение		Песчаник	Полужидкая	1,015	53,9	28,3	17,8	-*
Нурлатское		Известняк	-*	--	51,6	31,6	16,8	-*
Нурлатское		-*	Полутвердая	--	30,8	55,9	13,3	Асфальт
Мукмин-Каратай, обнаж.		-*	-*	1,071	39,3	28,4	32,3	-*
Волчиха, обнажение		Мергель	-*	--	19,3	57,3	23,4	-*
Нижняя Каменка, обнаж.		Песчаник	Твердая	--	6,3	18,9	75,4	Гуминокер.
	Гарь, обнажение	-*	-*	1,078	5,9	18,9	75,2	-*

Р.Н.Дияшев в известной публикации «Нафтиды пермских отложений на землях Татарстана: битумы или нефти?»(1998.) прямо указывает на повышенные товарные качества углеводородных систем нижнепермских отложений, акцентируя (с.70) «...Использование термина «битума» к углеводородам нижнепермских отложений, например, на Николашкинском месторождении уже нельзя допускать вовсе (см. таблицу 3)».

Таблица 1.3

Характеристика пермских нафтидов некоторых объектов Татарстана в сопоставлении с тяжелыми нефтями и битумами известных месторождений мира (по Р. Н. Дияшеву, 1998)

Параметры	Николашкинское	Мордово-Кармальское	Ашальчинское	Сугушлинское	Атабаска (Канада)
Плотность, г/см ³	0,9-0,910	0,952-0,97	0,96-0,965	0,98	1,0143
Вязкость, мПа·с	39-40 (8 ⁰ С)	2500-3000 (7-9 ⁰ С)	6000-17000 (7-9 ⁰ С)	2·10 ⁶ (7-9 ⁰ С)	(1-5)·10 ⁶ (5-6 ⁰ С)
Содержание, % асфальтенов парафина	1,5 2,1	4,78-7,6 1,12	6,35-8,7 < 0,5	14 -	16,1 -

смола	14,0	18,3-23,3	20,1-24,9	33	39,0
серы	2,7	4,1	4,1	4,7	4,8
масел	79	74	67-72	54	21,0

Наличие нефтепроявлений в нижнепермских отложениях уже освоенных месторождений существенно повышает интерес к этой части разреза. Глубина залегания нефтенасыщенных пород комплекса сравнительно небольшая и изменяется от 250 до 500 м.

Проведенная за последнее десятилетие разведка наиболее перспективных участков на крайнем юго-востоке Татарстана и на сопредельных землях Башкортостана позволяет вновь поднять вопрос о значимости залежей нефти в карбонатных коллекторах нижней перми как возможного объекта эксплуатации. Такая оценка базируется на следующих положениях:

1) плановое соответствие (частичное) с залежами нефти карбона и девона позволяет проведение части мероприятий по разведке залежей нижнепермской нефти за счет эксплуатационного бурения на нижележащие горизонты;

2) физико-химические свойства нефтей близки к каменноугольным;

3) исключение значительных капитальных вложений из-за использования инфраструктуры обустроенных месторождений нефти.

4) сложность поиска нефтеперспективных объектов в нижних звеньях осадочного покрова (месторождения и залежи нефти контролируются небольшими пологими поднятиями терригенной толщи девона и несколько яснее выраженными в каменноугольных отложениях)

Изучение нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода обуславливает выбор оптимальных сочетаний стратиграфических, литолого-петрографических, геохимических, радиоспектрофизических, геофизических и традиционных геологических методов и методик на всех этапах - от прогноза, поисков, разведки до подготовки к разработке и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

Необходимость анализа структурно-тектонического строения, нефтебитумоносности и изучение петрофизических и геолого-геофизических особенностей сложнопостроенных нижнепермских карбонатных коллекторов юго-востока Татарстана с целью выявления в них залежей высоковязких нефтей и оценка их промышленного значения и предполагает актуальность настоящих исследований. Хронология исследований и открытий скоплений углеводородов подтверждает (см. гл. 2) перспективы нижнепермских отложений восточной части Волго-Уральской антеклизы, в том числе крупнейшей структуры первого порядка Южно-Татарского свода.

2. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Нижнепермские отложения развиты практически на всей территории Татарстана. Изучение нижнего отдела пермской системы на территории Восточно - Европейской платформы началось еще задолго до официального выделения этого комплекса пород в 1841 году Р. Мурчисоном. В истории геологических исследований образований нижней перми П.А. Сафроницким (1973) выделено 5 этапов: 1) до 1871 г; 2) 1871-1921 гг.; 3) 1922-1937 гг.; 4) 1938-1963 гг. и 5) с 1964 года. В течение первых 3 этапов (до 1937 года), усилиями многих геологов, были заложены основы стратиграфии нижней перми.

Первоначально нижнепермская толща подразделялась на два яруса (снизу-вверх) – артинский (Карпинский А.П., 1847) и кунгурский (Штукенберг А.А., 1890). В 1939 году Миропольским В.М. и независимо от него Чердынцевым В.А. предложено всю нижнепермскую толщу на территории Татарии считать нижнеартинской с различным фаціальным выражением во времени и пространстве. Позднее в ее составе стали выделять сакмарские (внизу) и нижнеартинские (вверху) отложения. Здесь необходимо отметить, что обоснование выделения ассельского и сакмарского ярусов были представлено Руженцевым В.Е. еще в 1936 году. Возникшую путаницу можно объяснить тем, что по признанию Миропольского Л.М. разграничение нижней перми в рассматриваемом регионе затруднено из-за отсутствия палеонтологических критериев. Поэтому в своей известной монографии (1956) он рассматривает их как единый комплекс – сакмаро-артинский. На этом же этапе констатированы и фаціальные изменения в кунгурском ярусе. В 1934 году Н.П. Герасимов и Е.И.Тихвинская описали замещение карбонатно-сульфатного разреза на терригенный в восточном направлении.

В 1960 году в унифицированной стратиграфической схеме нижней перми Волго-Уральской области было закреплено деление нижнепермских отложений на четыре яруса.

Согласно этой схемы нижнепермские отложения на территории Татарстана принято относить к ассельскому, сакмарскому, артинскому и кунгурскому ярусам. Стратиграфия и состав породных комплексов нижнепермских отложений изложены Тихвинским И.Н. в XI томе «Геологии СССР» (1967) и пояснительной записке к геологической карте Республики Татарстан / С.А.Марамчин и др., 1997/. В последние годы подробно описаны стратиграфия и тектоника, этапы изучения в монографии «Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника» под редакцией профессора Б. В. Бурова (2003).

Отложения ассельского и сакмарского ярусов в Татарстане развиты повсеместно, а артинского и кунгурского - на востоке республики. Мощность последних двух увеличивается в направлении Урала. Представлены нижнепермские отложения галогенными, реже карбонатными породами,

слабо охарактеризованными фаунистическими остатками. Поэтому, стратиграфическое расчленение нижнепермских отложений во многом условно и часто производится по литологическим признакам.

2.1. Хронология открытия промышленных скоплений углеводородов восточной части Волго-Уральской антеклизы

Планомерное изучение нефтегазоносности нижнепермских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна стимулировалось открытием в 1929 г. Верхне-Чусовского месторождения нефти в рифовых известняках Предуральского прогиба.

Вопросам хронологии поисков скоплений углеводородов в нижнепермском сульфатно-карбонатном комплексе восточной части Волго-Уральской антеклизы уделено внимание в работах В.И.Тропольского, С.С.Эллерна, Р.Х.Масагутова, В.К.Утопленникова., Е.В.Лозина, Р.Х.Муслимова, Р.С.Хисамова, Г.А.Петрова, И.А.Ларочкиной, В.Н.Минкаева, М.Т.Ханнанова и др.

Детальным изучением геологического строения начали заниматься с тридцатых годов прошлого столетия. Геологической съемкой были охвачены отложения верхней перми. В отложениях казанского яруса выделены спириферовый и конхиферовый подъярусы, которые расчленены на отдельные пачки. Наряду с геологическими съемками проводится структурное бурение, электрометрические, гравиметрические и магнитометрические региональные съемки.

С получением высокодебитных фонтанов нефти из рифовых известняков и доломитов артинско-ассельского возраста на Ишимбайском месторождении в мае 1932 г., начинаются широкомасштабные геолого-съемочные, геофизические и буровые работы не только в Предуральском прогибе, но и в платформенной части Западного Башкортостана и Республики Татарстан. Однако вплоть до начала 70-х гг. поисково-разведочные работы на нефть в нижнепермском карбонатном комплексе проводились, главным образом, в структурно-тектонических зонах, тяготеющих к Предуральскому прогибу, с целью поисков залежей в рифовых массивах ишимбайского типа.

Это объясняется тем, что в отложениях каменноугольной и девонской систем Татарского свода были выявлены огромные скопления углеводородов, что резко снизило интерес к пермским образованиям.

Целенаправленные и научно обоснованные геологические исследования привели к открытию Шугуровского (1943 г.), а затем уникальных по запасам Ромашкинского (1948г.) и Новоелховского (1951 г.) месторождений. Всего в РТ открыто около 100 месторождений (более 2500 залежей, Р.Х. Муслимов, 1992). За годы эксплуатации нефтяных богатств добыто 3 млрд. т нефти и более 136 млрд. м³ попутного газа. Установлено, основные запасы связаны с Южно-Татарским сводом, где основными

продуктивными горизонтами являются пашийско-кыновские (тиманские), фаменские, турнейско-визейские и башкирско-верейские отложения.

На платформенной части Башкортостана изучение нефтеносности нижнепермского разреза проводится попутно в процессе бурения структурных и глубоких поисково-разведочных скважин. При этом значение нижнепермских отложений постепенно снижается по мере ввода в разработку крупных и уникальных по запасам месторождений в терригенных коллекторах девона и нижнего карбона. Соответственно отношению в добыче пермских нефтей с нефтями девона и карбона пропорционально снижалась и оценка разведанных запасов. К 1974 г., по данным БашНИПИнефть, 76 % запасов приходилось на терригенные коллекторы девона и карбона, 20 % - на карбонаты верхнего девона и карбона и только 4, 5 % - на нижнепермские отложения.

Тем не менее, накапливалось все больше фактического материала, свидетельствующего о наличии промышленной нефтеносности в нижнепермском карбонатном комплексе на юго-востоке Восточно-Европейской платформы.

Несмотря на то, что основное внимание уделялось каменноугольным и девонским отложениям, был получен обширный фактический материал, позволяющий оценить с определенной степенью достоверности перспективы нефтегазоносности нижнепермских отложений.

Многочисленные исследования научных и производственных организаций, выполненные на территории Татарстана и Башкортостана показывают широкое распространение нафтидов в нижнепермских (сакмарско-кунгурских) отложениях.

К 1960 г. в Предуралье уже известно несколько нефтяных месторождений, приуроченных к коллекторам нижнепермского разреза:

- в Оренбургской области - Султангулово-Заглядинское (1942 г.), Бугурусланское (1937 г.), Пилюгинское (1947 г.), Могутовское (1957 г.), Покровское (1959 г.);
- в Пермской области - Шумовское (1957 г.);
- в Самарской области – Мухановское (1945 г.); Кулешовское, Яблонево, Борское (1958 г.);
- в Татарстане - Николашкинское (1959 г.);
- в Башкортостане - группа месторождений рифовых массивов ишимбайского типа, приуроченных к связке рифов, и стоярковского типа - к одиночным рифам.

Эти первые открытия по объективным причинам (небольшие запасы, сложнопостроенные коллекторы, незначительный уровень добычи в сравнении с объемами добычи из песчаников карбона и девона) не привлекали большого внимания к нижнепермским залежам нефти.

В дальнейшем для оценки нефтеперспектив разрабатывается методический подход, который предполагает, что поисково-разведочными и глубокими структурно-поисковыми скважинами отложения нижней перми

вскрываются полностью. Бурение структурных скважин (по мере перехода на новые маркирующие горизонты) останавливали в отложениях кунгурского и артинского ярусов, а на значительной территории - в верхней части сакмарского яруса.

Установлено, наибольший интерес в нефтепоисковых целях нижнепермские отложения представляют в пределах Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины (Башкортостан), где они залегают на небольших глубинах. С давних пор известны нефте- и газопроявления в контурах Арланского, Туймазинского, Серафимовского месторождений. В области Южно-Татарского свода выявлены огромные Шкаповско-Миякинская, Кайраклинская, Барангуловская, Кулбаевская и др. зоны нефтегазопроявлений, а в пределах Благовещенской впадины – Урманская, Жуковская и Ибрагимовская.

В некоторых из них уже получены притоки нефти и проведена пробная эксплуатация скважин. В размещении указанных нижнепермских зон нефтепроявлений намечается связь с зонами грабеннообразных прогибов, горстовидных поднятий и приразломных валов. По данным Р.Х. Масагутова, В.Н. Минкаева они тяготеют соответственно к палеозойским зонам нефтенакопления. Например, Шкаповско-Миякинская зона совпадает со Знаменским, Демским, Сатаевским и другими месторождениями. Ибрагимовская и Урманская зоны тяготеют к Бузовьязовскому и Искринскому месторождениям нефти, соответственно. Промышленные притоки нефти из нижней перми на Кулбаевской и Чатбашевской площадях получены в контуре Абдуловского месторождения. (рис. 2.1) На территорию РТ заходит лишь западная часть Кулбаевской зоны.

В пределах Татарстана структурное бурение проводится в несколько этапов, начиная с 1941 г. Каждой стадии соответствовали определенные задачи, методика и глубина исследования. Крепеусное и структурно-картировочное бурение (до 100 – 120 м) предусматривало вскрытие нижнеказанских и уфимских отложений. Постепенно, глубина скважин возрастала до 300-500 м. Задача - картирование структур по маркирующим горизонтам ассельского яруса нижней перми и верхнего карбона, наиболее четко отражающим строение нижележащих горизонтов карбона и девона. Методика размещения скважин при картировании нижнепермского структурного плана предусматривала (1950 – 1970 гг.) бурение по редкой сети профилей с последующим сгущением на закартированных поднятиях.

В 70-80-х годах двадцатого столетия предложена методика опознания равномерно-уплотненной сетью структурных скважин. Эффективность подготовки объектов под глубокое нефтепоисковое бурение существенно повысилось в районах с унаследованностью структурных планов девона, карбона и перми. К 1992 г. в РТ пробурено более 20 тыс. структурно-картировочных скважин общим объемом бурения более 8,2 млн. м. Построены структурные карты разного масштаба (1:25 000 до 1:1 000 000 включительно). Наиболее высокая плотность структурного бурения достигнута в пределах земель западного склона Южно – Татарского свода и

восточного борта Мелекесской впадины (Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника, 2003).

В 1998 г. ОАО «Татнефть» проведена «Оценка перспектив нефтеносности и подсчет ресурсов нефти сакмаро-артинских коллекторов юго-востока РТ». По данным Г.А. Петрова общие ресурсы нижнепермской нефти составили 175 млн. т, из них в сакмарском ярусе – 85 млн. т; в артинском – 64 млн. т и кунгурском – 27 млн. т. Запасы по Хансверскинскому участку по категории $C_2-236,1$ тыс. т.

В 2002 г. в ТатНИПИнефть, в связи с аварийными ситуациями, связанными с газовыми выбросами, выполнено исследование по оценке промышленной значимости газовых скоплений пермских отложений, предупреждение газовых выбросов при проведении буровых работ.

М.Т.Ханнановым проведена оценка условий формирования и установлены закономерности пространственного размещения скоплений газа. Выделена перспективная зона, охватывающая восточную половину юго-востока Татарстана. Газосодержащими являются карбонатные породы артинского и сакмарского ярусов.

По Г.А.Петрову, проявления битумов и особенно вязких нефтей сакмаро-артинских отложений характерных только для юго-востока Татарстана встречены в многочисленных структурных скважинах, пройденных с отбором керн (Сулинская, Шалтинская, Подгорная и др. площади). Различные по степени насыщения и мощности интервалы битумов и нефтеносных пород нижней перми располагаются на относительно небольших глубинах, охватывающих диапазон 250 – 450 м. Нередко в процессе бурения скважин из интервала сакмаро-артинских отложений с промывочной жидкостью в приемные амбары обильно изливается газированная нефть. При освоении интенсивно насыщенных интервалов в отдельных скважинах получены притоки вязких нижнепермских нефтей, с дебитом 0,2 до 2,8 м³ (скв. 2153 Шалтинской площади, скв. 268 - А Николашкинского участка). На сопредельной территории Республики Башкортостан из сакмаро-артинских отложений ведется промышленная добыча нефти. ОАО НПП «ВНИИГИС» пробурено четыре поисково-разведочных скважин, получены притоки промышленной нефти, средний дебит – 5 м³ /сут. (скв.5 Чатбашской площади).

Таким образом, история исследования нефтегазобитумоносности нижнепермских отложений восточной части Волго-Уральской антеклизы свидетельствует о значительных перспективах юго-восточного склона Южно-Татарского свода (в пределах Республики Татарстан) на обнаружение скоплений углеводородов различного фазового состава.

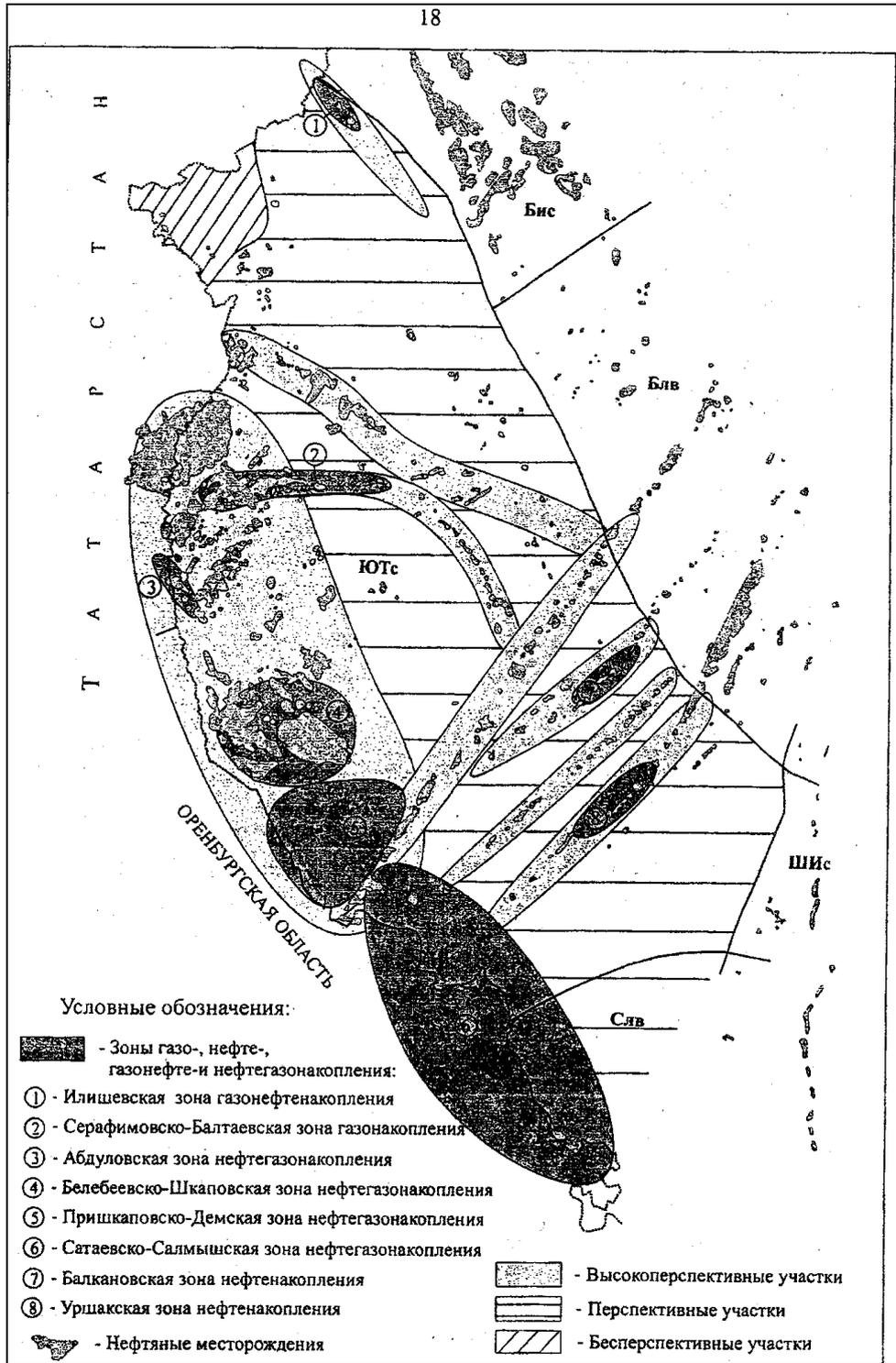


Рис. 2.1. Карта перспектив нефтеносности нижнепермских отложений Южно-Татарсткого свода (по В.Н.Минкаеву,2004)

2.2. Специализированные исследования

К настоящему времени основное внимание уделялось отложениям верхнепермского отдела. Ниже приводятся сведения касающиеся изученности нижнепермских образований специализированными исследованиями

Стратиграфо-палеонтологическая изученность

В соответствии с материалами принятыми в последней схеме стратиграфии пермских отложений (Решение межведомственного регионального..., 1990) и приводимыми в её корреляционной части, разрез нижнепермских образований в пределах юго-восточной части Южно-Татарского свода и прилегающих районов северо-западной окраины Серноводско-Абдулинской впадины имеет следующее строение.

Ассельский ярус на исследуемой территории развит повсеместно, залегает согласно на породах гжельского яруса верхнего карбона и представлен толщей доломитов с подчиненными прослоями известняков. Доломиты от голубовато-серых до коричневатых-серых, мелкокристаллические, плотные, крепкие и средней крепости, прослоями органогенно-обломочные, с гнездами гипса, загипсованные, с конкрециями кремня, участками пористые, трещиноватые, мелкокавернозные, с отпечатками одиночных и колониальных кораллов, с пустотками от фузулинид. Крупные фузулиниды слагают отдельные прослои, главным образом в нижней половине разреза. В этой связи характерные для яруса фузулинидовые зоны не выделяются, а лишь по фауне мелких фораминифер ярус подразделён на две части. По данным ГИС, удельное сопротивление пород составляет 80-200 Ом.м. Кровля ассельского яруса отбивается по подошве пачки глинистых доломитов с повышенными значениями гамма-показаний. Мощность отложений ассельского яруса изменяется от 60 до 80 м.

Сакмарский ярус в этом районе представлен в полном объеме и подразделяется на тастубский и стерлитамакский горизонты.

Тастубский горизонт по литологическим признакам делится на две пачки: нижнюю - карбонатную и верхнюю - сульфатно-карбонатную. Карбонатную пачку слагают доломиты серые и желтовато-светло-серые, кристаллические и скрытокристаллические, плотные, крепкие и средней крепости, прослоями пелитоморфные, участками пористые, трещиноватые, с гнездами и прожилками гипса и ангидрита, в нижней части с ядрами пеллеципод и гастропод. Приводится фауна "мелких" фораминифер и редко встречаемых кораллов. Карбонатная пачка характеризуется значениями удельных сопротивлений от 80 до 200 Ом.м и гамма-показаний от 5 до 10 мкР/ч.

Мощность пачки изменяется от 35 до 40 м. Верхняя сульфатно-карбонатная пачка сложена ангидритами голубыми, кристаллическими с прослоями доломитов и известняков доломитизированных, буровато-серых и бурых, плотных, крепких и средней крепости, прогипсованных, участками сильно трещиноватых, прослоями селективно пропитанных битумом (скв. 12320).

На каротажных диаграммах верхней пачке тастубского горизонта соответствует пачка пород с высокими удельными электрическими сопротивлениями - 4500-7000 Ом.м при низких значениях гамма-показаний - 1,5-2 мкР/ч. Мощность верхней пачки колеблется от 30 до 40 м.

Стерлитамакский горизонт залегает согласно на отложениях тастубского горизонта. Граница между ними отбивается по смене сульфатно-карбонатной пачки (тастубский горизонт) на чисто карбонатную толщу с остатками астреевидных и колониальных кораллов (стерлитамакский горизонт). По данным ГИС, граница проводится по поверхности резкого снижения удельных сопротивлений пород с 4500-7000 Ом.м до 80-150 Ом.м и увеличения гамма-показаний с 1,5-2 до 10-12 мкР/ч. Литологически стерлитамакский горизонт сложен доломитами и известняками с прослоями гипсов и ангидритов. Доломиты от светло-серых до буровато-серых, с зеленоватым оттенком от закисей железа, кристаллические, плотные, крепкие и средней крепости, в кровельной части с вертикальными трещинами, пористые, кавернозные, участками известковистые, с примазками глины, с остатками кораллов, с отпечатками раковин пелеципод, гастропод. Известняки от желтовато-светло-серых до коричневатых-серых, мелкокристаллические, пелитоморфные, участками органогенно-обломочные, пористые, кавернозные, коралловые и штаффелловые, водорослевые с прослоями глобивальвулиновых разностей, тонких чёрных глин и редкими голубого ангидрита. Приведены “мелкие” фораминиферы, редко встречаемые кораллы.

В верхней части горизонта, на 3-25 м ниже кровли, прослеживается пачка пород с повышенными гамма-показаниями от 13 до 15 мкР/ч, которая выделяется в качестве гамма-репера. Кровля стерлитамакского горизонта проводится по смене карбонатных пород на сульфатно-доломитовую толщу артинского яруса. Мощность отложений стерлитамакского горизонта колеблется от 60 до 95 м. Кровля сакмарского яруса в значительной степени размыва. Выделение фузулинидовых зон для стратификации толщ сакмарского яруса из-за их отсутствия в разрезах района невозможно. Карбонатные отложения, залегающие в кровельной части, кавернозные, трещиноватые и на исследуемой территории в структурно-благоприятных условиях являются нефтегазонасыщенными.

Артинский ярус сложен сульфатно-карбонатной пачкой. Нижняя сульфатная пачка мощностью от 3 до 10 м является покровом (флюидоупором) для залежей нефти и газа в сакмарских отложениях и представлена ангидритами голубыми, голубовато-серыми, плотными, с включениями доломитов. Между двух пластов сульфатов залегает пласт доломитов мощностью от 3 до 8 м. По описанию керна, доломиты от светло-серых до коричневатых-серых, кристаллические, плотные, крепкие и средней крепости, косослоистые, загипсованные, прослоями оолитовые, параштаффелловые, участками пористые, кавернозные, трещиноватые, в разной степени пропитаны нефтью с различным газовым фактором. Верхняя

сульфатная пачка является покрывкой для залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах артинского яруса.

Общая мощность отложений артинского яруса изменяется от 15 до 35 м. Для артинских отложений района ни выделение фузулинидовых зон, ни расчленение на бурцевский, саргинский и саранинский горизонты как то имеет место в унифицированной схеме не проведено.

Кунгурский ярус залегает на размытой поверхности артинского яруса и подразделяется на два горизонта: филипповский и иренский. Филипповский горизонт сложен доломитами серыми и светло-серыми, кристаллическими, плотными, сульфатизированными, с включениями и прослойками ангидритов, слоистыми, участками глинистыми, переходящими в мергель. Мощность отложений колеблется от 25 до 60 м.

Иренский горизонт кунгурского яруса сложен ангидритами, гипсами, доломитами и мергелями. Ангидриты от светло-голубых до темно-голубых, кристаллические, массивные, плотные. Гипсы белые, голубые, волокнистые, с прожилками серых доломитов. Доломиты серые, светло-серые, местами с красноватым оттенком, кристаллические, плотные, крепкие, с вертикальными трещинами, по трещинам гипс, с прожилками и включениями ангидрита, пропластками глинистые, слоистые, по плоскостям наложения глина черная, аргиллит серый и темно-серый. Мергели от зеленовато-серых до темно-серых плотные, слоистые, пронизанные гипс-ангидритом, с тонкими пропластками серого доломита. Мощность отложений иренского горизонта колеблется от 40 до 100 м. Соответствие описанных горизонтов выделенным в схеме филипповскому и иренскому горизонтам в достаточной степени условно, поскольку в толщах не установлены характерные зоны остракод.

В расположенном к северу-западу от описанного районе, отвечающем центральной части Южно-Татарского свода отложения ассельского яруса полнее охарактеризованы фауной фузулинид, что позволило выделить зоны, из которых две нижние отвечают холодноложскому, а третья шиханскому горизонтам. Здесь же с большей палеонтологической обоснованностью выделяются тастубский и стерлитамакский горизонты сакмарского яруса.

Артинский ярус сокращённой мощностью до 75м выделен как единая толща доломитов с 4-х метровым прослоем известняков и включением белых кристаллических гипсов в верхней части. Приводится фауна “мелких” фораминифер и брахиопод.

Для кунгурского яруса этого района характерно сокращение мощностей в целом и особенно верхней его части, параллелизуемой с иренским горизонтом: до 25 м против 80-300 м в описанном выше районе, при этом в разрезе не указываются залежи каменных солей.

Резюмируя сказанное, необходимо сделать следующие выводы.

Породы верхней части сакмарского яруса представлены, главным образом, доломитами и в меньшей степени известняками, участками сульфатизированными, трещиноватыми. Сакмаро-артинская стратиграфическая граница характеризуется размывом, что подтверждается

как татарскими, так и башкирскими геологами. Нефтегазопроявления локализованы в кровельных частях сакмарского яруса и реже в пласте с повышенной радиоактивностью (гамма-репер), залегающем на 3-25 м ниже кровли яруса.

Артинские отложения сложены двумя пластами сульфатных пород и залегающими между ними карбонатными породами, сложенными преимущественно доломитами и в меньшей степени известняками. Доломиты, в основном, плотные, участками пористые, трещиноватые, сульфатизированные. Нефтегазопроявления отмечаются в кровельной части карбонатных коллекторов.

Нижняя сульфатная пачка артинского яруса мощностью от 3 до 10 м является покрывкой для залежей нефти и газа в сакмарских отложениях, а верхняя сульфатная пачка - покрывкой для залежей нефти и газа в артинских отложениях.

В целом обзор специализированных работ показывает, что палеонтолого-стратиграфическая охарактеризованность толщ нижней перми к настоящему времени остаётся недостаточной. Особый интерес представляет возможность детализации изучения сакмарского яруса, поскольку именно на юго-восточном погружении Южно-Татарского свода в отложениях яруса обнаружены залежи нефти (в Татарстане одна и более десяти в Башкортостане)

Литолого-петрографические исследования

Детальное изучение литологии, минералогии и геохимии нижнепермских отложений начато в 30 гг. 20 столетия. В основном изучались состав солей, содержащихся в нижнепермской толще, структурно-текстурные особенности и коллекторские свойства карбонатных пород в связи с поисками нефти. При этом особое внимание уделяли кунгурской соленосной толще в Пермской области и карбонатным породам в Башкирии. На территории Татарстана обобщения по литологии и геохимии нижнепермской толщи проведены Л.М. Миропольским (1956).

С 1964 года исследования в области литологии, минералогии и геохимии усилились, но по объективным причинам они практически не затронули территорию современной Республики Татарстан. В 70-80 гг. прошлого столетия нижнепермские отложения Татарстана оказались вне нефтепоисковых направлений и, как следствие, за пределами внимания исследователей. Поэтому в изучении нижнепермских отложений, особенно в литолого-геохимическом направлении, сложилась такая ситуация, что степень геологической изученности нижнепермских отложений в пределах Волго-Уральской антеклизы оказалась различной. Смежные с Татарстаном регионы по разным причинам изучены значительно лучше. Наиболее полно вещественный состав нижнепермских отложений исследован в Самарской области, где они имеют выходы на дневную поверхность. Достаточно хорошо рассматриваемая толща пород по скважинному материалу изучена также в Башкортостане /В.К. Утопленников, 2000/ и Пермской области. Это

обусловлено приуроченностью к ней многочисленных месторождений природных битумов.

На территории Татарстана литолого-геохимическое изучение нижнепермских отложений производилось по разрезам скважин. В основном результаты исследований носят разрозненный характер. Результаты исследований сконцентрированы большей частью в производственных и научно-исследовательских отчетах. Опубликованных работ, обобщающих сведения по литологии и геохимии нижнепермских отложений Татарстана немного. Одна из наиболее известных работ – уже упоминавшаяся монография Миропольского Л.М., изданная в 1956 году. Она и до настоящего времени представляет собой наиболее полный обобщающий труд по литологии и геохимии нижнепермских отложений Татарии. Однако следует подчеркнуть, что приведенные в ней геохимические данные о микроэлементах носят качественный характер (это обусловлено подготовкой работы в начальный период внедрения спектральных методов в геологическую практику) и в математическую обработку вовлечены быть не могут.

Только в последние годы, в связи с необходимостью совершенствования методов поиска углеводородного сырья и нахождения более эффективных критериев расчленения нижнепермской толщи, были предприняты попытки изучить геохимию нижнепермских пород по примесным элементам на современном уровне с применением новейших методов /Хасанов, Успенский, Виноходова, 1998; Муравьев и др., 1999; Хасанов, Успенский, 2000/.

В связи с интенсивными нефтепоисковыми и нефтеразведочными работами в последние десятилетия в РТ накоплен богатейший керновый материал по отложениям нижней перми. Очевидно, что назрела необходимость систематического его изучения литолого-минералогическими и геохимическими методами исследований по определенной программе.

3. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗОМ НЕФТЕГАЗОБИТУМОНОСНОСТИ

Изучение вероятности выявления и использования мощных природных резервуаров нижнепермских отложений юго-востока Республики Татарстан представляет как научный, так и практический интерес. Во-первых, природные резервуары могут содержать скопления природных битумов и высоковязких нефтей, что подтверждается данными бурения Сулинской площади, во-вторых, в последние годы в связи с интенсивным развитием промышленности, сельского хозяйства и ростом населенных пунктов ощущается нехватка пресной воды, восполнить запасы которой за счет строительства мощных водозаборов из рек Кама, Белая, Ик и др. не всегда возможно. Кроме того, поверхностные воды в результате интенсивного техногенного воздействия на окружающую среду в первую очередь подвергаются существенному загрязнению (С.Г.Каштанов, 1987; С.Г.Каштанов, Е.Ф.Станкевич, 1977).

Среди нижнепермских природных резервуаров наибольшее внимание заслуживают те, которые приурочены к верхней части разреза сакмарских отложений. Представляют интерес выявление особенностей геологического строения сакмаро-артинского природного резервуара юго-восточной части Республики Татарстан в связи с прогнозом нефте-, газо-, битуминозности.

3.1. Сакмаро-артинский природный резервуар

Изучаемая территория располагается в пределах Азнакаевского, Бавлинского, Бугульминского и др. районов РТ и северной части Самарской и Оренбургской областей. Площадь исследований составляет 12200 кв. км и в орографическом отношении занимает Бугульминско-Белебеевскую возвышенность (верховья рек Шешмы, Зая, Сока и левобережье верхнего течения р. Ик).

Поверхность нижнепермских образований в значительной степени эродирована в период предверхнепермского перерыва в осадконакоплении. Поэтому верхняя часть разреза сакмарского яруса представлена обширными зонами развития пород-коллекторов, сформировавшимися в результате процессов карстования, выщелачивания, трещиноватости и т.п.

Результаты исследования более 1800 разрезов структурных скважин по 69 площадям показывают, что сакмарские отложения пройдены с отбором керна только в небольшом интервале (подошве яруса) на границе с кровлей ассельского яруса (ОМГ). Верхняя часть разреза сакмарского яруса, где развиты наиболее емкие коллектора, керовым материалом почти не представлена. Таким образом, имеющийся геолого-геофизический материал не позволяет однозначно выделить зоны развития пород-коллекторов (по данным описания керна эти зоны картируются лишь фрагментарно.) К сожалению, в настоящее время нет примеров успешного выделения зон

развития коллекторов и по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) для нижнепермских карбонатных толщ. Такие работы выполнялись ранее трестом "Татнефтегеофизика" (Кадысев Ю.П., Томашевская А.И. и др., 1977 - 1982 гг.) для коллекторов уфимского и казанского возраста, развитых на восточном борту Мелекесской впадины и западном, юго-западном склонах Южно-Татарского свода. Данные интерпретации ГИС контролировались лабораторным изучением керна, и для терригенных коллекторов были получены удовлетворительные результаты. Для нижнепермских карбонатных толщ юго-восточного склона ЮТС эти исследования не проводились.

Поэтому для выделения и картирования ПР нижнепермских (сакмарских) карбонатных толщ необходимо руководствоваться следующими критериями: мощностью сакмарского яруса и его литологическим составом, современным структурным и геоморфологическим положением эродированной поверхности сакмарских отложений и данными водо-, нефтебитумопроявлений, отмеченных при бурении скважин различного назначения.

Сакмарский ярус представлен тастубским и стерлитамакским горизонтами. В течении сакмарского времени неоднократно существовали условия, благоприятные для накопления сульфатных и сульфатно-карбонатных отложений. В периоды наибольшей изоляции бассейна в условиях сухого и жаркого климата происходило формирование отдельных линз и пластов ангидритов, перемежающихся с хемогенными доломитами. В периоды слияния изолированного бассейна с открытым морем и поступлением свежих порций морской воды происходила повсеместная осадка хемогенных, а местами органогенных (южнее Шугурово) карбонатных пород. С северо-запада на юго-восток мощность сакмарского яруса постепенно увеличивается от 50-60 метров до 180-190 метров.

Современный структурный план эрозионной поверхности сакмарских отложений показывает распределение брекчиевидных толщ (склоны положительных структурных форм, а также речные долины и палеоврезы), с которыми связаны наиболее емкие коллектора, кроме того, с погружением сакмарских отложений увеличивается их плотность, растет минерализация связанных с ними вод. Чем больше мощность сакмарских отложений, тем больше вероятность обнаружения в них зон развития коллекторов. Это успешно подтверждается распределением нефте- и битумопроявлений в карбонатной толще. Основное поле битумопроявлений располагается в южной части исследуемой территории в пределах Бугульминской, Сулинской и Шалтинской площадей в зонах развития повышенных мощностей сакмарских отложений.

На западе рассматриваемого района в пределах Иштерьякской и Урмышлинской площадей эродированная поверхность сакмарских отложений, представленных кавернозными и трещиноватыми известняками и доломитами с обильными битумопроявлениями, перекрывается алевритистоглинистыми породами уфимского яруса. Восточнее, начиная с Глазовской

площади, в пермском разрезе появляются отдельными пятнами артинские и кунгурские слои небольшой мощности.

Общая мощность отложений сакмарского яруса достигает на востоке РТ 150 метров, а к западу она снижается за счет размыва. Пермские породы гипсометрически приподняты в сравнении с соседними районами. На этом фоне они образуют ряд валообразных поднятий северо-западного и северо-восточного простирания. К прогибам северо-западного простирания приурочены долины Шешмы, Ст. Зая, Ика. Склоны структурных поднятий и участки речных долин характеризуются повышенной тектонической трещиноватостью.

На структурно-эрозионной поверхности образований сакмарского яруса в юго-восточной части РТ и прилегающих к ней районов Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей установлены две основные крупные, морфологически резко выраженные структуры II-го порядка - валы: Сокско-Шешминский на западе и Туймазинско-Бавлинский на востоке, разделенные между собой Бугульминским прогибом.

Южно-Татарский свод, как структура более высокого порядка, на этом структурно-эрозионном плане вырисовывается менее отчетливо, чем на поверхности кристаллического фундамента или терригенных отложений девона.

Сокско-Шешминский вал протягивается с юга (Самарская область) на север на расстояние более 100 км в пределах исследуемого района при ширине от 30 км на юге до 50 км на севере (Ромашкинская структура). Сокско-Шешминский вал осложнен рядом крупных и мелких структурных форм, напоминающих брахиантиклинали и куполовидные поднятия, разделенные между собой пониженными формами эрозионного рельефа. К юго-востоку от Сокско-Шешминского вала наблюдается постепенное пологое погружение сакмарских отложений, которое соответствует положению Бугульминского прогиба. Далее на восток начинается новый подъем эрозионной поверхности сакмарских образований в сторону Туймазинско-Бавлинского вала, протягивающегося из Башкортостана в РТ и уходящего в юго-западном направлении в Оренбургскую область. Туймазинско-Бавлинский вал имеет резко выраженное ассимметричное стоение, причем крутым является юго-восточное крыло. В юго-восточном направлении от Туймазинско-Бавлинского вала продолжается дальнейшее ступенчатое погружение размытой поверхности сакмарских отложений. Погружающийся в сторону Серноводско-Абдуллинского прогиба склон осложнен локальными приподнятыми зонами небольшой амплитуды. Наибольшее опускание поверхности сакмарских отложений до отметки -238 м зафиксировано в скважине 261 Сулинской площади. Локальные участки уменьшенных толщин яруса приурочены к положительным структурным элементам II-го порядка. Например, с сокращенными мощностями - в районе Байтуганского поднятия до 70-80 м, Ромашкинской структуре - до 75-85 м. В Бугульминском прогибе наблюдается небольшой раздув мощности до 150-140 м.

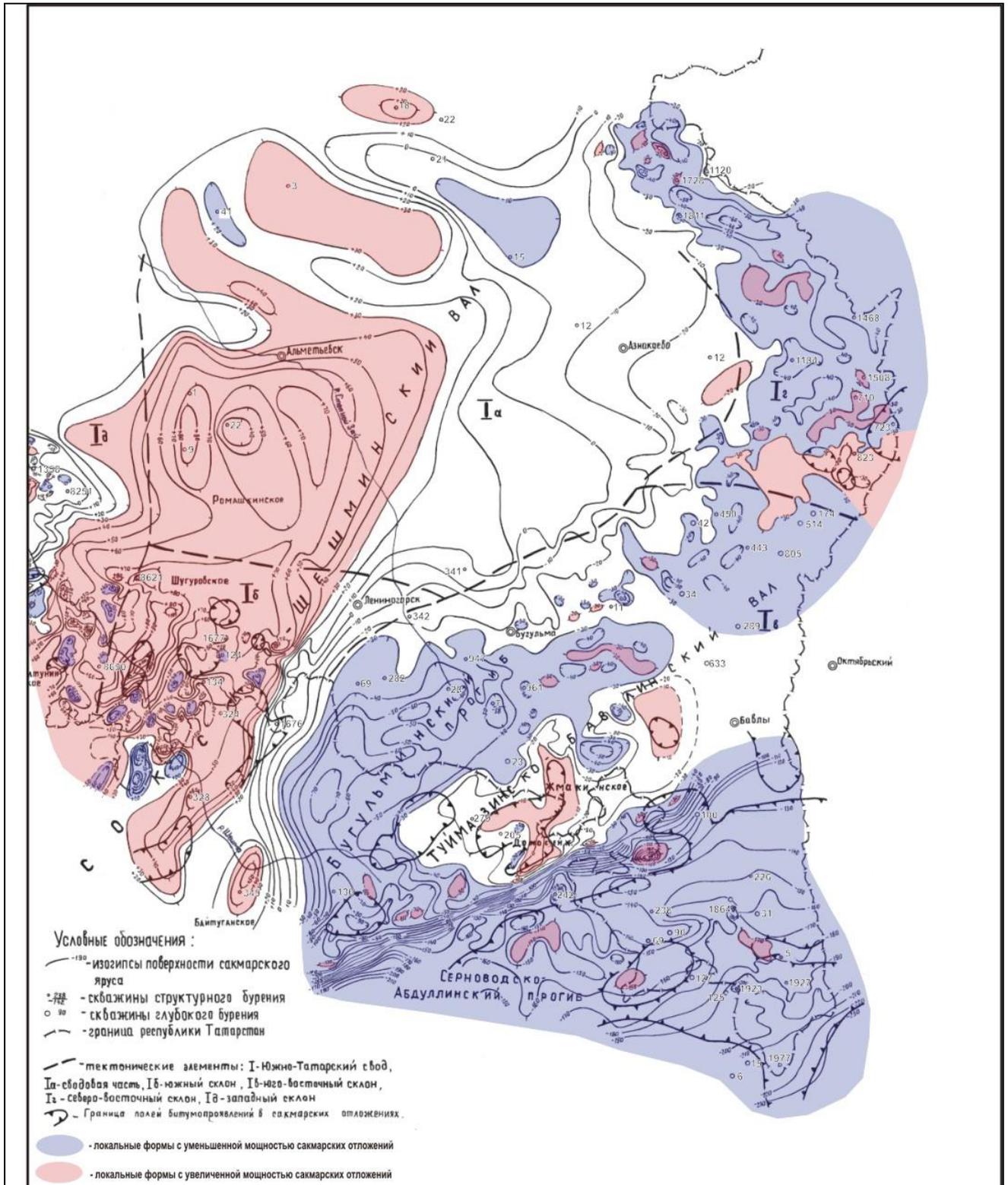


Рис. 3.2 Южно-Татарского свода (юго-восточный склон). Карта эрозионной поверхности сакмарского яруса

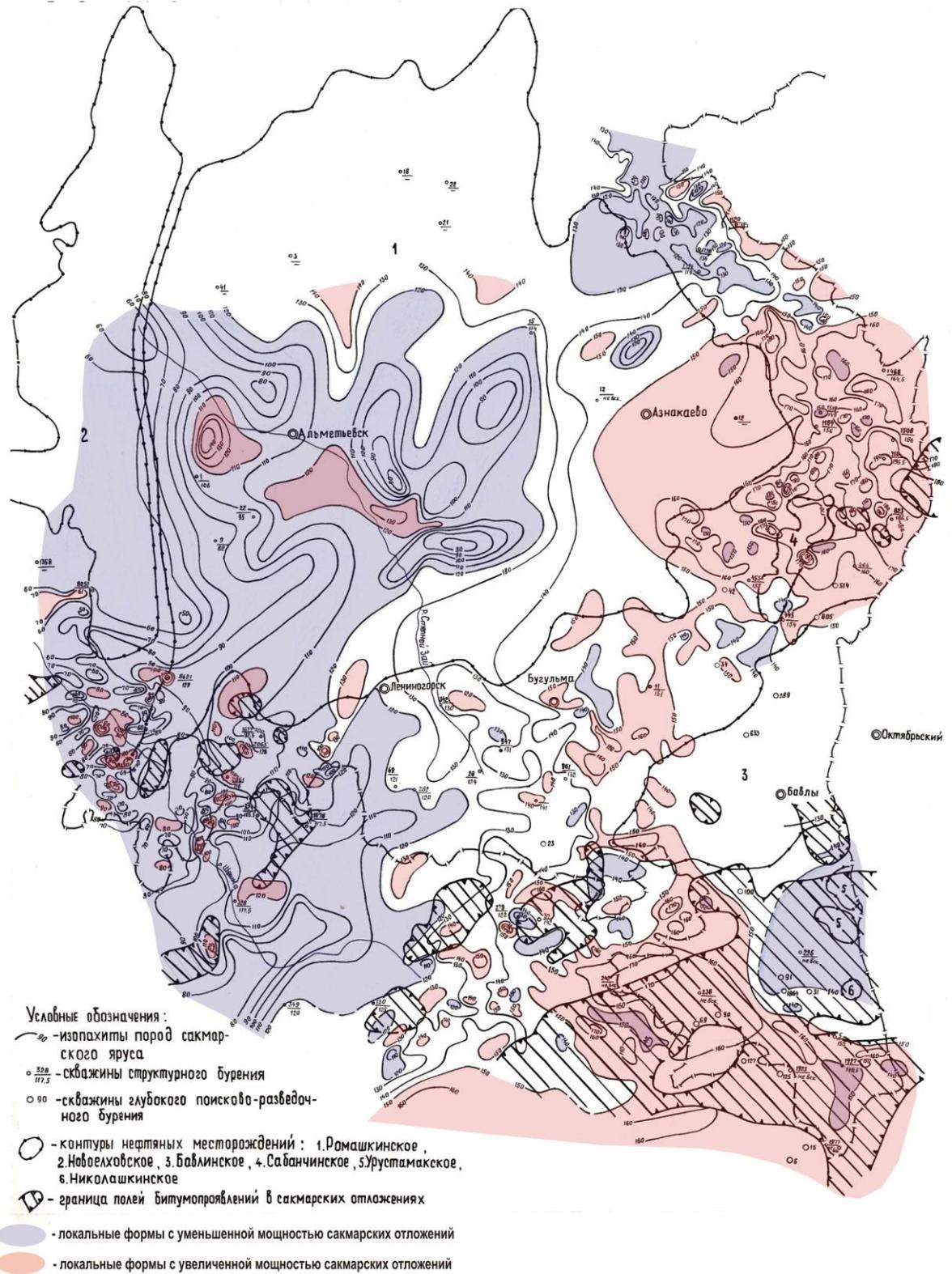


Рис. 3.3. Юго-восточный склон Южно-Татарского свода. Карта изопахит сакмарского яруса.

На востоке, на фоне повышенных значений толщин сакмарского яруса, достигающих 150-180 м, в районе Туймазинско-Бавлинского вала мощность сакмарских отложений - 140-160 м.

Склоны структур II-го порядка осложнены более мелкими локальными участками "раздувов" и сокращенных мощностей, в формировании которых участвовали эрозионные и карстовые процессы, протекавшие в поздне- и послесакмарское время.

Пермские битумы и тяжелые нефти, как и подземные воды, сосредоточены в основном в проницаемых, высокочемких пластах.

По сравнению с верхнепермскими комплексами, нефтебитуминозность сакмарского яруса наименее изучена. Битумосодержащими являются трещиноватые и кавернозные доломиты и известняки с неравномерным насыщением. Насыщенность породы битумом вниз по разрезу сакмарских отложений уменьшается. Битумонасыщенность определялась главным образом по описанию керна. Надо отметить, что в большинстве скважин структурного бурения керном представлена лишь нижняя часть разреза сакмарских образований на границе с ассельскими породами, сложенная в основном плотными, загипсованными разностями, как правило, лишенными битумопроявлений. Наибольший интерес представляют пласты доломита мощностью несколько метров, приуроченные к кровле сакмарского яруса. Наряду с кавернозно-трещиноватыми разностями здесь присутствуют прослои отрицательно-оолитовых доломитов. По порам и кавернам в них содержится вязкий гудроновидный битум, пропитывающий породу сплошь или отдельными участками. Содержание битума колеблется в широких пределах и по данным лабораторного изучения керна Сулинской площади изменяется от 0,1 до 7,4% масс.

В результате совместной работы В.Н.Минкаева, Р.Х.Масагутова и А.М.Тюрихина проведено (В.Н. Минкаев, 2004) детальное изучение нижнепермских отложений. Основываясь на процентном содержании основных породообразующих компонентов, размерности слагающих зерен и кристаллов, степени охвата породы диагенетическими процессами, а также структуре пустотного пространства были выделены следующие структурно-литологические типы пород: 1) доломиты – микро-, тонко- и мелкозернистые, комковато-сгустковые, органогенно-реликтовые, оолитовые; 2) сульфато-доломиты; 3) известняки – микрозернистые, микрозернисто-сгустковые, кристаллически-зернистые, органогенные и органогеннодетритовые.

Фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов нижней перми рассмотрены В. Н. Минкаевым (2004) согласно классификации А. И. Кринари. Сравнительная емкостно-фильтрационная характеристика этих отложений показывает резкое доминирование коллекторов подкласса средне-мало- и весьма малочемких и класса низко- и весьма низкопроницаемых. Отмечается широкий диапазон изменения пористости: для нижней половины филипповского горизонта кунгурского яруса характерно колебание от 0,08 до

37,6%, артинские известняки и доломиты представлены интервалом пористости 0,32-36,7%; пористость сакмарских карбонатов колеблется от 0,18 до 30%. При таком широком спектре значений пористости стратиграфических подразделений для них свойственен сравнительно узкий диапазон колебания проницаемости, который преимущественно характеризуется значениями, близкими к нулю. В единичных случаях (скв.6 Бикубуляк-Абдулинской, 25 Ново-Серафимовской площадей) проницаемость достигает 1 мкм².

Резкие несоответствия между значениями пористости и проницаемости нижнепермских отложений объясняются (В.Н.Минкаев, 2004) частичным заполнением пор и межпоровых каналов ангидритом и гипсом при их выпадении из пластовых вод. Несмотря на столь низкие фильтрационно-емкостные свойства, отложения нижней перми характеризуются промышленной нефтегазоносностью, приуроченной к известняково-доломитовым породам артинского яруса и доломитам пачки «а2» кунгурского яруса. Так, в скв.4 Кулбаевской площади (присводовая часть ЮТС) фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта характеризуются низкими значениями – пористость варьирует от 0,1 до 13,1%, проницаемость отсутствует. Низкой проницаемостью (до 0,008 мкм²), при достаточно высокой пористости (до 25%), характеризуются образцы керн, отобранные в продуктивном интервале скв.15 Мишаровской площади. В скв.53 Западно-Прибельской площади продуктивный интервал (566,5 –577 м) характеризуется средней пористостью 15,6%, но при этом проницаемость не превышает 0,013% мкм². В тектоническом отношении скважина приурочена к области развития Тавтиманово-Уршакского гребенообразного прогиба. Все это свидетельствует о том, что в структуре пород-коллекторов нижней перми часто определяющую роль играют трещины, реальное значение которых трудно оценить при стандартных методах определения фильтрационных свойств коллектора.

Таблица 3.1

Классификация пород-коллекторов нижней перми (по литологическим признакам). по В.Н. Минкаеву, 2004

Тип	Литология	Пористость, %	Проницаемость мкм ²	Условия формирования	Стратиграфическая приуроченность
Доломиты	Микрозернистые	3,7-19,1	<0,0001-0,0091	В раннедиагенетической перекристаллизации. Они отражают начальную стадию литогенетического развития доломитовых образований.	Преимущественно отложения кунгурского яруса

	Тонкозернистые	0,6-29,8	<0,0001-0,031	Отражают последующую фазу литогенетического преобразования в условиях обособившейся лагуны.	Весь разрез нижнепермских отложений ЮТС.
	Мелкозернистые	0,7-18,3	0,001-1,59	В фазу позднедиагенетического развития в условиях повышенной солености бассейна седиментации	Преимущественно отложения кунгурского яруса.
	Комковато-сгустковые	2,6-12,3	<0,0001	Комбинированное воздействие на доломитовый осадок постседиментационных процессов.	Преимущественно отложения артинского яруса
	Органогенно-реликтовые	<18,0	<0,01	В результате диагенеза органогенного известкового осадка при активном проявлении метасоматического замещения кальцита доломитом.	Преимущественно отложения артинского яруса.
	Оолитовые	0,25-29,6	<0,0001-0,1234	В результате доломитового метасоматоза оолитовых известняков.	Кунгурский ярус
Сульфатодолмиты		1,7-10,4	<0,0007	Метасоматическое замещение доломита сульфатами, а также заполнение последними различного рода пустот.	Весь разрез нижнепермских отложений ЮТС.
Известняки	Микрозернистые	20,8-21,0*	0,006-0,0069*	В процессе раннедиагенетической перекристаллизации. Они отражают начальную стадию литогенетического развития известковых образований.	Сакмаро-артинские отложения.
	Микрозернисто-сгустковые	3,4-21,2	<0,0001-0,2195	Воздействие на известковый осадок постседиментационных процессов.	Сакмаро-артинские отложения

Кристаллические и зернистые	<4,3	---	Перекристаллизация и метасоматическое замещение карбоната ангидритом. 3,5-4% объема породы	Сакмаро-артинские отложения
Органогенные	В среднем 4,2-4,5	<0,0001	Воздействие на известковый осадок постседиментационных процессов.	Сакмаро-артинские отложения
Органогенно-детритовые	2,6-21,2	0,002 - 0,2195	Селективное воздействие постседиментационных процессов.	Сакмаро-артинские отложения
* Примечание: пористость и проницаемость определены по одной скважине.				

Сохранность скоплений углеводородов невозможна, если породы коллектора не перекрываются непроницаемыми для пластовых флюидов отложениями. В роли последних для нижнепермского нефтегазоносного комплекса выступают галогенные отложения кунгурского яруса. Чередование ангидритовых и доломитовых слоев нижней части кунгурского яруса способствовало созданию благоприятных литологических условий для нефтегазонакопления в отложениях кровельной части артинского и нижней части кунгурского ярусов (эта часть нижнепермского разреза характеризуется наиболее многочисленными и обильными нефтепроявлениями и практически всеми выявленными промышленными скоплениями УВ).

В южной части исследуемой территории (юго-восток Татарстана) основное поле нефте-, битумопроявлений располагается в пределах Бугульминской, Сулинской и Шалтинской площадей в зонах развития повышенных мощностей сакмарских отложений.

К северу от него нефте-, битумопроявления располагаются отдельными пятнами, оконтуренными по нескольким скважинам. Как правило, локальные скопления УВ связаны с бортовыми зонами структур второго порядка - Сокско-Шешминским и Туймазинско-Бавлинским валами и приурочены к отдельным Раздувам мощности сакмарских отложений. Возможно, что локальные битумопроявления контролируются древним структурным планом предверхнепермской (а на востоке - предкунгурской или предартинской) поверхности несогласия.

В составе южного поля входит выделенная ранее ГПК Николашкинская залежь тяжелой сернистой нефти в сакмарских отложениях. Здесь, в интервале глубин 271-279 м при испытании пласта в середине пятидесятых годов получен промышленный приток нефти в количестве нескольких тонн в сутки. В 1994 г. одной из скважин был вскрыт и поднят

кern из пласта доломита мощностью 17 м, насыщенного высоковязкой нефтью из отложений сакмарского яруса.

Водопроявления в нижнепермских отложениях фиксируются по интенсивному поглощению промывочной жидкости, фонтанированию скважин в кровле ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

В сакмарском ярусе водоносные горизонты связаны с подошвенной и кровельной частями. Нижний водоносный пласт характеризуется невысокими дебитами (до 0,5-1,5 л/с. Шугурово, Крым-Сарай и др.). Водообильность значительно выше в приповерхностной части сакмарского яруса, отделенной от нижнего горизонта плотными породами.

Подземные воды сакмарских отложений, как и природные битумы, представляют собой важное полезное ископаемое, которое можно использовать в самых различных отраслях народного хозяйства. Прежде всего, это мощный ресурс для санаторно-курортного строительства в республике, используемый пока что в крайне незначительных масштабах. Вместе с тем нижнепермские воды с минерализацией до 4,5-5 г/куб.дм можно использовать для водопоя скота, сельскохозяйственного орошения, а пресных вод - для организации централизованного водоснабжения. Так, в районе железнодорожной станции Калейкино воды сакмарских отложений из карстового провала используют для орошения сельскохозяйственных угодий. Применение соленоватых вод нижней перми диктуется, в первую очередь, необходимостью снижения (или снятия) эксплуатационной нагрузки на горизонты пресных вод. Эти же воды находят широкое применение при законтурном и внутриконтурном заводнении продуктивных пластов, потребность которых постоянно возрастает (С.Г.Каштанов, 1987; С.Г.Каштанов, Е.Ф.Станкевич, 1977).

Ресурсы основных горизонтов соленоватых и слабосоленых вод в РТ огромны. Использование их вместо пресных вод позволяет сохранять запасы последних.

Запасы природных битумов и тяжелых нефтей сакмарских отложений не оценены. Установлено, что основные их скопления связаны с наиболее погруженными зонами распространения сакмарского яруса в интервале глубин от 250 до 400 м и более. В осевых частях положительных структур второго порядка нефте-, битумопроявления не выявлены.

Полученные результаты могут быть положены в основу выбора первоочередных направлений геологоразведочных работ на поиски скоплений углеводородов в нижнепермской сульфатно-карбонатной толще. Ниже рассмотрены особенности геологического строения Николашкинского нефтебитумного и Матросовского газонефтяного месторождений.

3.2. Николашкинское нефтебитумное месторождение

Николашкинское месторождение нефти расположено в юго-восточной части Бавлинского района Республики Татарстан и западной части Ермакеевского района Республики Башкортостан. Выявлено в нижнепермских отложениях при проведении структурного бурения в 1954 - 1956 гг. на Сулинской площади. Нефтегазонасыщенные пласты в артинских и сакмарских отложениях установлены при бурении скважины 268. С целью опробования продуктивных пластов на приток, в 1955 г. пробурили скважину 268-А, которая вскрыла с отбором керна в сакмаро-артинских отложениях 11,28 м доломитовую пачку, по всему слою пропитанную нефтью. В результате опробования трех интервалов, получены притоки нефти, дебит которой изменялся от 1,6 до 3,47 м³/сут. Для разведки выявленной залежи и опробования продуктивных горизонтов, специальным проектом предусматривалось бурение четырех скважин, заложенных по двум взаимно перпендикулярным профилям. Однако, при проведении бурения, в связи с тем, что по площади месторождения протекает р. Ик с заболоченной поймой, скважины были смещены от проектного местоположения.

В пределах Николашкинского поднятия в 1986-1990 гг. на территории Татарстана проводилось бурение двух скважин Урустамакской, в 1989-1992 гг. - пяти скважин Фоминовской, в 1994 г. - одной скважины Гусиной площадей.

Всего на Николашкинском месторождении пробурено 54 скважины, в том числе 18 глубоких, 26 структурных и 10 разведочных скважин. Плотность расположения скважин в среднем составляет приблизительно 0.4 км² на одну скважину, расстояние между скважинами от 50 до 1250 м. Количество скважин в пределах Николашкинского месторождения на территории Татарстана составляет всего 28, в их числе 14 глубоких, 9 структурных и 5 разведочных. С отбором керна в интервале нижнепермских отложений пробурено 14 скважин. На приток были испытаны 5 скважин Николашкинского месторождения: 268-А, 268-В, 268-С, 268-Д, 268-Е, дебиты нефти в которых составили от 0,02 до 4,6 м³/сут.

На сопредельной территории Башкортостана пробурено в пределах месторождения 26 скважин, из них 4 глубокие, 18 структурных, 4 разведочные. Испытаны на приток 4 скважины - скважины 1, 3, 4 и 5 Кулбаевской площади, где были получены притоки нефти от 0,29 до 61 м³/сут (при кратковременном 15 мин. опробовании). При пробной компрессорной эксплуатации получен устойчивый приток нефти в скв.4 Кулбаевской площади. С 1985 по 1994 гг. НГДУ Октябрьскнефть АНК Башнефть осуществлялась опытно-промышленная эксплуатация месторождения.

Учитывая незначительные глубины залегания нефтегазонасыщенных отложений нижнепермского комплекса (300 - 400 м) и отмечаемое в ряде случаев качество нефтей, сопоставимых с качеством каменноугольной нефти,

целесообразность проведения исследовательских работ в этом направлении становится очевидной.

Пермские отложения, являющиеся основным объектом исследований настоящей работы, представлены породами ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, а также уфимского, казанского и татарского ярусов верхнего отдела пермской системы.

Нижнепермские образования представлены отложениями ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

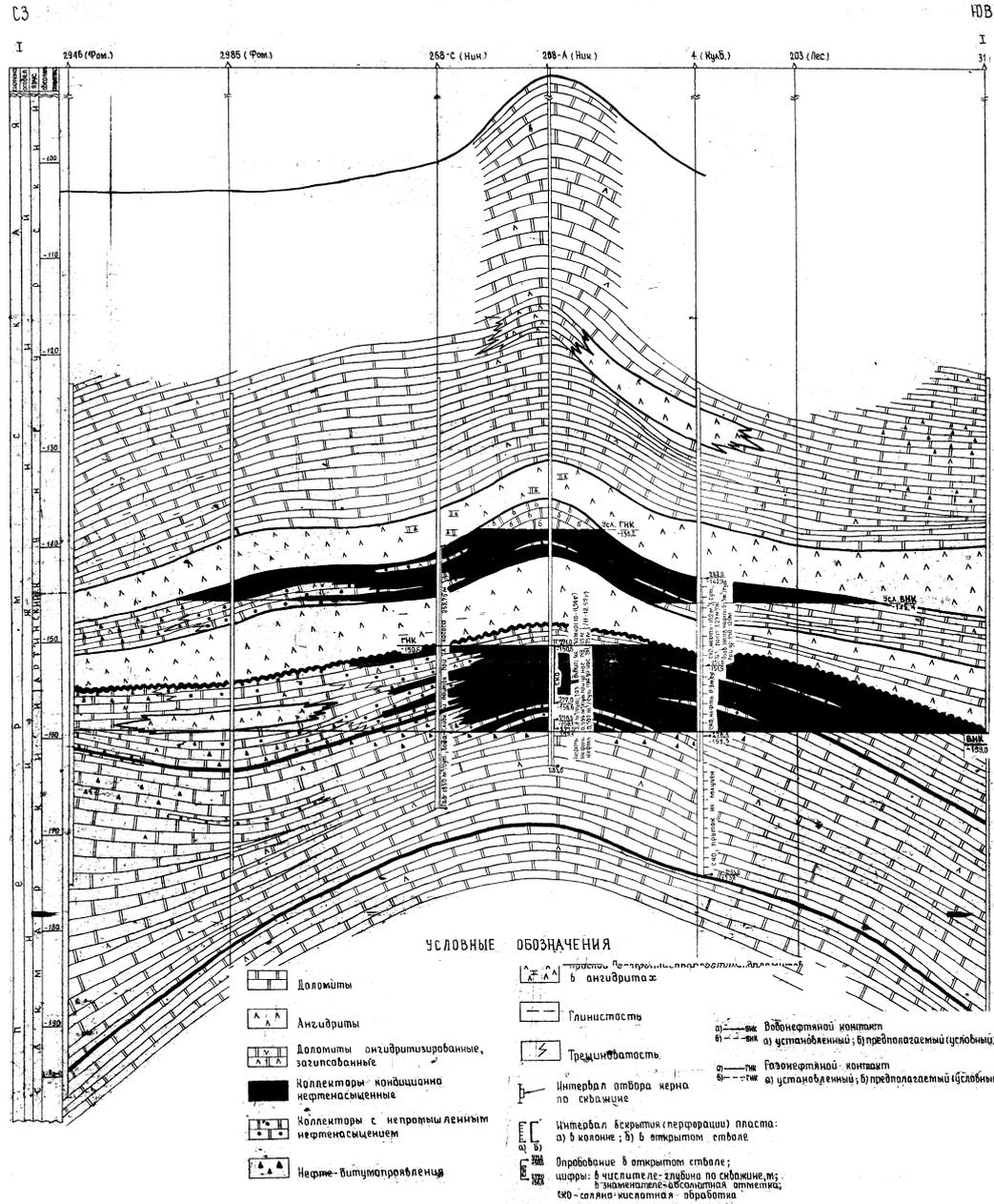


Рис. 3. 4 Николашkinsкое месторождение. Схематический геологический профиль по линии скважин 2996,2985.....31. (по Ларочкиной И.А.,1996 г)

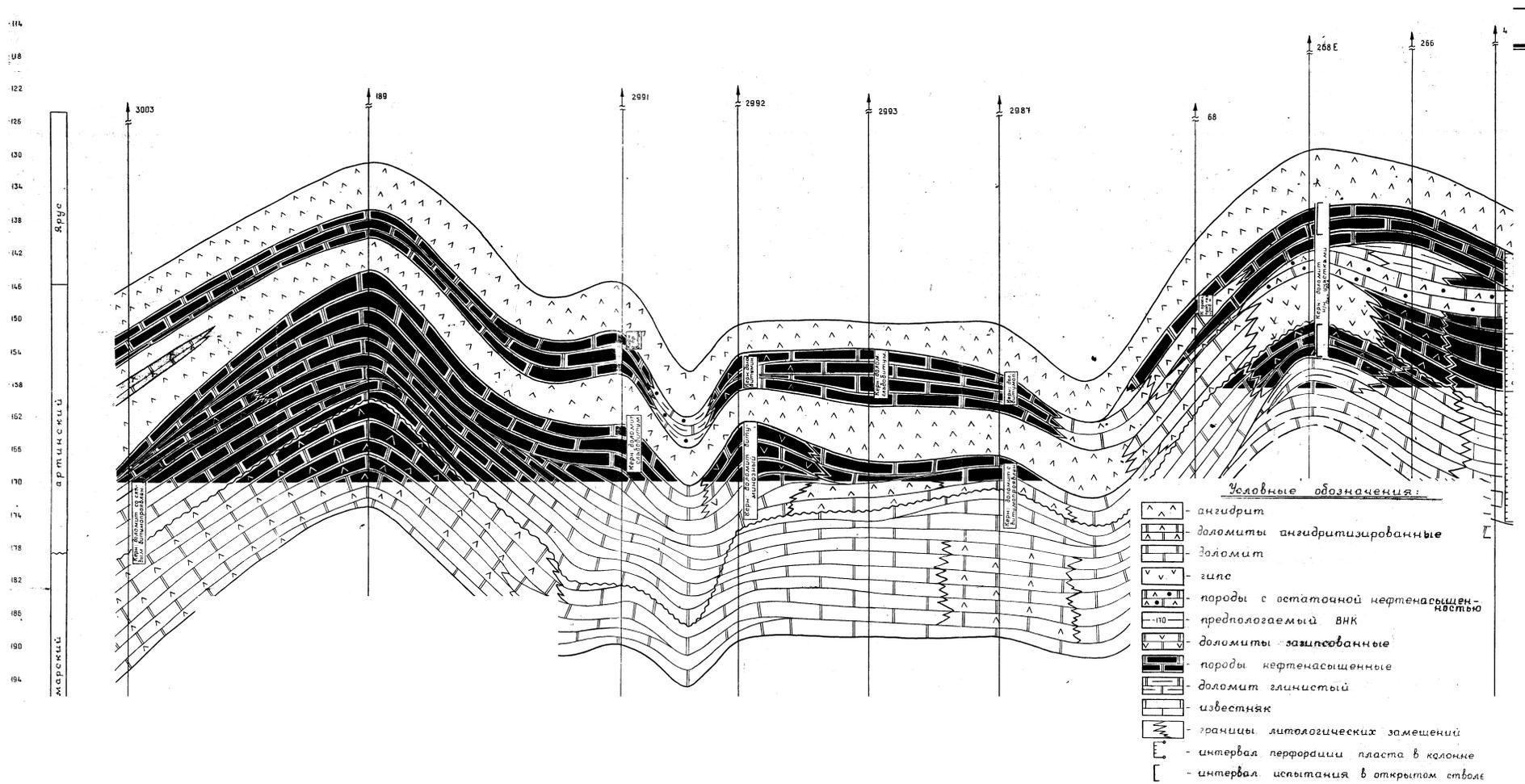


Рис. 3.5. Николашкинское месторождение. Схематический геологический профиль по линии скважин 3003, 189, 991...4 (по Ларочкиной И.А., 1996 г)

В пермских отложениях в пределах Николашкинского месторождения нефтегазоносные пласты выявлены, в основном, в сакмарских, артинских и значительно реже в кунгурских образованиях нижней перми. В единичных случаях признаки нефти отмечаются в керне из отложений уфимского и казанского ярусов верхней перми. Бурение многих скважин на Сулинской площади сопровождалось выделением нефтяного газа и появлением в промывочной жидкости пленок нефти.

Наиболее интенсивные нефтепроявления зафиксированы при бурении скважин 230 и 268.

В верхнеказанских отложениях в скв. 214 Сулинской площади мелкозернистые песчаники описаны как слабо битуминозные, с пятнистым насыщением. На контакте казанского и уфимского ярусов и в средней части уфимского яруса пропитка песчаников нефтью неравномерная, наиболее интенсивная в нижней части.

На исследуемой территории нефтегазонасыщенные пласты выявлены в отложениях сакмарского, артинского, редко кунгурского ярусов по данным описания кернового материала и по результатам опробования на приток разведочных и структурных скважин.

Нефтегазоносный горизонт в отложениях артинского яруса

В скв. 268 и 268-А Николашкинского месторождения по описанию керна, поднятого из отложений артинского яруса, в интервале 258,45-258,9 м залегает доломит трещиноватый, слабо пропитанный нефтью, с интенсивным запахом сероводорода. В интервале 259,15-261,6 м доломит участками пропитан нефтью. В скв. 1, расположенной северо-восточнее скв. 268-А, из интервала 258,0-264,0 м при отборе керна вынесен доломит коричневатосерый, известковистый, на изломе обнаружена пленка нефти, при ударе осязательным ощущением сильный запах газа. В интервале 264-266 м доломит трещиноватый, слабо пропитан темно-коричневой нефтью. При опробовании через колонну интервала 258,8-265,6 м получен приток газа при буферном давлении, равном 2,5 МПа. Дебит газа не замерялся.

Керн, отобранный из интервала 264,45-266,9 м в скв. 268-В, представлен доломитом трещиноватым, по всему слою сплошь пропитанным легкой желтовато-бурой нефтью. Ощущается сильный запах сероводородного газа. Ниже в интервале 266,9-273,9 м на свежем сколе доломитов ощущается запах сероводорода. Пористость коллектора изменяется от 7,6 до 10 %. По результатам опробования в открытом стволе интервала 264,45-267,5 м, в скв. 268-В из артинских отложений получена нефть дебитом в среднем 0,11 м³/сут и газ дебитом 158 м³/сут.

Нефтегазоносный горизонт в отложениях сакмарского яруса

Нефтегазонасыщенные пласты в отложениях сакмарского яруса в скв. 268 и 268-А, по описанию керна, сложены доломитами, неоднородными по крепости и плотности, в отдельных прослоях органогенно-шламовыми,

пористыми, трещиноватыми, мелкокавернозными. В интервале 269,15-280,45 м залегают доломиты, равномерно пропитанные легкой газированной нефтью. В интервалах 271,0-277,05 м, 277,45-277,8 м, 278,65-279,43 м порода сплошь пропитана нефтью. По данным лабораторных исследований керна, пористость и проницаемость нефтегазонасыщенных доломитов изменяются в значительных пределах. В скв. 268 пористость пород изменяется от 0,6 до 33,3 % и в большинстве случаев составляет 10-12 %; проницаемость колеблется от 0 до 1,485 мкм². В скв. 268-А пористость коллекторов изменяется от 3,2 до 27,1 %, а в большинстве образцов составляет 10-20 %. Проницаемость изменяется от 0,0025 до 0,288 мкм². Опробование на приток в скв. 268-А этого нефтегазонасыщенного интервала проводилось после перфорации и соляно-кислотной обработки. Был получен приток нефти дебитом в среднем 0,535 м³/сут при динамическом уровне 148,65 м, а при снижении динамического уровня до глубины 261,75 м - 0,587 м³/сут. Вместе с нефтью из скважины выходил газ дебитом 33,6 м³/сут.

Газовый фактор составлял 62 м³/т. В скв. 1, пробуренной в 200 м северо-восточнее скв. 268 и 268-А, пласт мощностью 0,5 м из интервала 266-273 м сложен доломитами крепкими, трещиноватыми, слабо пропитанными нефтью. В интервале 273-280 м доломиты трещиноватые, участками пропитанные газированной нефтью. С глубины 289 до 294 м доломиты плотные, крепкие, с редкими включениями ангидритов, со слабым запахом нефтяного газа. При опробовании через колонну интервала 269.9-272,8 м после соляно-кислотной обработки получен приток газа дебитом 8352 м³/сут через 15 мм штуцер при избыточном давлении на устье в 1,8 МПа.

Залежь нефти, приуроченная к комплексу отложений кровельной части сакмарского яруса, относится к типу массивных, с газовой шапкой. Покрышкой служат ангидриты нижней части артинского яруса. Поверхность водо-нефтяного контакта (ВНК), по результатам опробования нефтегазонасыщенных отложений в скв. 4, проведен на отметке минус 159,0 м, поверхность газо-нефтяного контакта (ГНК) условно проведен на отметке минус 150,6 м. Мощность нефтегазонасыщенных отложений изменяется от 11,0 (скв. 1) до 2,9 м (скв. 268-С). В западном направлении пористые, трещиноватые и кавернозные коллекторы замещаются плотными глинистыми и загипсованными карбонатными породами.

В юго-западной части района исследований, по данным скв.2584,12313,12313-Д, выявлена новая залежь, приуроченная к карбонатным коллекторам сакмарского яруса. В скв.2584 в интервале 379,0-382,0 м нефтеносный горизонт представлен доломитом неравномерно пятнами и прослоями сплошь средней интенсивности пропитанным нефтью, прослоями пропитка увеличивается. В интервале 382,0-389,0 м доломит сплошь интенсивно пропитан нефтью. В кровле слоя 389,0-408,0 м доломит сплошь слабо пропитан нефтью остаточного характера.

Нефтеносный горизонт скв. 12313, по описанию керна, представлен доломитом равномерно интенсивно пропитанным битумом в интервале 382,0-386,9 м.

В скв. 12313-Д в интервале 385-387 м доломит селективно, неравномерно, прослоями и пятнами пропитан бурым маслянистым битумом, отдельными прослоями пропитка интенсивнее, сплошная, равномерная. В интервале 387,0-398,6 м доломит с редкими слабой интенсивности пятнами битума, с запахом сероводорода. При опробовании в скважину был спущен нагреватель. До обогрева с 28.02. по 11.04.95 было откачено желонкой 2,061 м³ воды. В период обогрева в течение трех суток было откачено 0,68 м³, после обогрева с 28.04 по 2.05.95 - 0,465 м³ воды.

Согласно существующей классификации нефтегазоносных комплексов палеозоя Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, рассматриваемые отложения относятся к карбонатному продуктивному комплексу нижнего отдела пермской системы.

Нефтегазоносность по данным кернового материала и по результатам испытаний установлена, в основном, в артинском и кровельной части сакмарского ярусов. Коллекторами, как правило, являются сульфатизированные доломиты с незначительным содержанием глинистого материала (вероятно, милониты), часто трещиноватые, кавернозные, реже оолитовые. Крайне редко нефтепроявления отмечаются в средней части кунгурского яруса и в доломитах гамма-репера сакмарского яруса. Особо следует отметить резкую неоднородность нефти, характеризующуюся различием по консистенции от максимально вязких фракций (битум) до подвижной газированной нефти.

Опираясь на общепринятый и доказанный тезис о вертикальной миграции углеводородов, можно предположить, что в процессе заполнения ловушки произошла гравитационная дифференциация нефти внутри залежи. Одним из доказательств в пользу этого предположения являются высокие дебиты нефти и газа в кровле артинского яруса и слабые притоки или их отсутствие в отложениях сакмарского возраста.

В то же время, необходимо подчеркнуть, что выделение нефтегазонасыщенных объектов по комплексу ГИС внутри сакмаро-артинского комплекса сопряжено со значительными трудностями, обусловленными наличием гипса, милонита в доломитах и их трещиноватостью. Трещиноватость доломитов в ряде случаев сопровождается увеличением радиоактивности до 15 мкр/час и более, как это видно по поведению ГК в интервалах, представленных карбонатами гамма-репера сакмарского яруса.

Испытание большинства нефтенасыщенных объектов характеризуются небольшими притоками нефти и реже притоками газа, в составе которого значительная часть представлена азотом и сероводородом.

Водо-нефтяной контакт различных залежей может резко изменяться от минус 158-159 м до 170 м, является сугубо индивидуальным в пределах

каждого поднятия и, очевидно, зависит от литологической неоднородности сакмаро-артинского комплекса.

Таким образом, одним из основных факторов формирования и размещения залежей нефти и газа в этом осадочном комплексе является, видимо, структурно-литологический фактор. По мнению башкирских специалистов, доминирующим фактором следует считать литологический, однако, по нашему мнению, наличие газовой шапки над нефтяной залежью не позволяет игнорировать структурный фактор.

Характерной особенностью карбонатных нижнепермских пород-коллекторов является их литологическая неоднородность, обусловленная вторичными диагенетическими процессами преобразования в виде загипсованности, ангидритизации пород и возникновения вторичной трещиноватости. Эти особенности карбонатных пород оказали значительное влияние и на распределение в них углеводородов и формирование и размещение залежей.

В гидрогеологическом отношении район Николашкинского месторождения представляет собой часть относительно небольшого участка сложной водонапорной системы. Пласты-коллекторы, приуроченные к пермским отложениям, кроме скоплений углеводородов содержат пластовые воды с различным содержанием химических элементов. Водоносные пласты-коллекторы залегают также и в четвертичных отложениях.

В отложениях ассельского и сакмарского ярусов нижнего отдела перми водоносные объекты приурочены к пористым, трещиноватым доломитам. Ниже к известнякам ассельского яруса, а также к кавернозной и трещиноватой кровельной части сакмаро-артинского комплекса.

Пластовые воды сакмаро-артинских отложений характеризуются повышенной соленостью и минерализацией, достигающих в отдельных случаях величины 2.368-5.132 г/л и отличаются повышенным содержанием сульфат-иона, что обусловлено загипсованностью и ангидритизацией доломитов.

3.3. Матросовское газонефтяное месторождение

Матросовское месторождение расположено в Бавлинском районе Татарстана. Скопление свободного газа в виде газовой "шапки" выявлено в 2001 году скважиной № 6 Хансверкинского участка.

Месторождение приурочено к карбонатным породам кровли сакмарского и артинского ярусов. В тектоническом отношении оно расположено на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода. На структурном плане по кровле сакмарского яруса Матросовское локальное поднятие имеет довольно четкое отображение, представляющее собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания, оконтуривающуюся изогипсой минус 215 м. В пределах оконтуренной части размеры поднятия составляют 3x1 км, а амплитуда -12 м. Сводовая часть поднятия в гипсометрическом отношении располагается на абсолютных отметках минус

206 м (скв. 2050) - 207 м (скв. 2063).

Коллекторами здесь служат мелко и тонкокристаллические доломиты и известняки, которые по разрезу тонко чередуются с прослоями скрытокристаллических или сульфатизированных разностей карбонатных пород. В толще этих пород прослеживаются и прослои, представленные органогенными, пористыми доломитами и известняками или тонкотрещиноватыми разностями карбонатных пород. Пористость пород-коллекторов по разрезу распределяется неравномерно, в связи с неравномерной ангидритизацией и загипсованностью карбонатных пород, иногда и кальцитизацией. Величина пористости здесь изменяется от 5 до 25 %. Наиболее емкие породы-коллекторы имеют пористость 15-25 %. Пласты ангидритов и гипсангидритов артинского яруса, расположенные в кровле и подошве его, выполняют роль покрышек-экранов для скоплений свободного газа и газированной вязкой нефти. В самой сводовой части месторождения располагается газовая "шапка", которая захватывает здесь пласт доломитов артинского яруса и верхнюю часть стерлитамакского горизонта сакмарского яруса. В газонасыщенной части пород-коллекторов присутствуют неравномерные, в основном слабые, проявления вязкой нефти. Под газовой шапкой прослеживаются прослои, насыщенные нефтью с растворенным в ней газом. Здесь преобладает слоистая и селективная нефтебитумные текстуры. Давление на устье при фонтанировании газа составляло 3,2 МПа (скв.6 Хансверкинского участка). Насыщение газированной нефтью и вязкой нефтью изменяется от слабого до интенсивного. Из керна интенсивно насыщенных прослоев прослеживались обильные выпоты вязкой нефти с пузырьками газа. Максимальная газонасыщенная толщина пород в своде Матросовского поднятия достигает 12 м. Размеры газовой шапки в контуре нулевой изопакиты составляют 2,8 x 0,8 км.

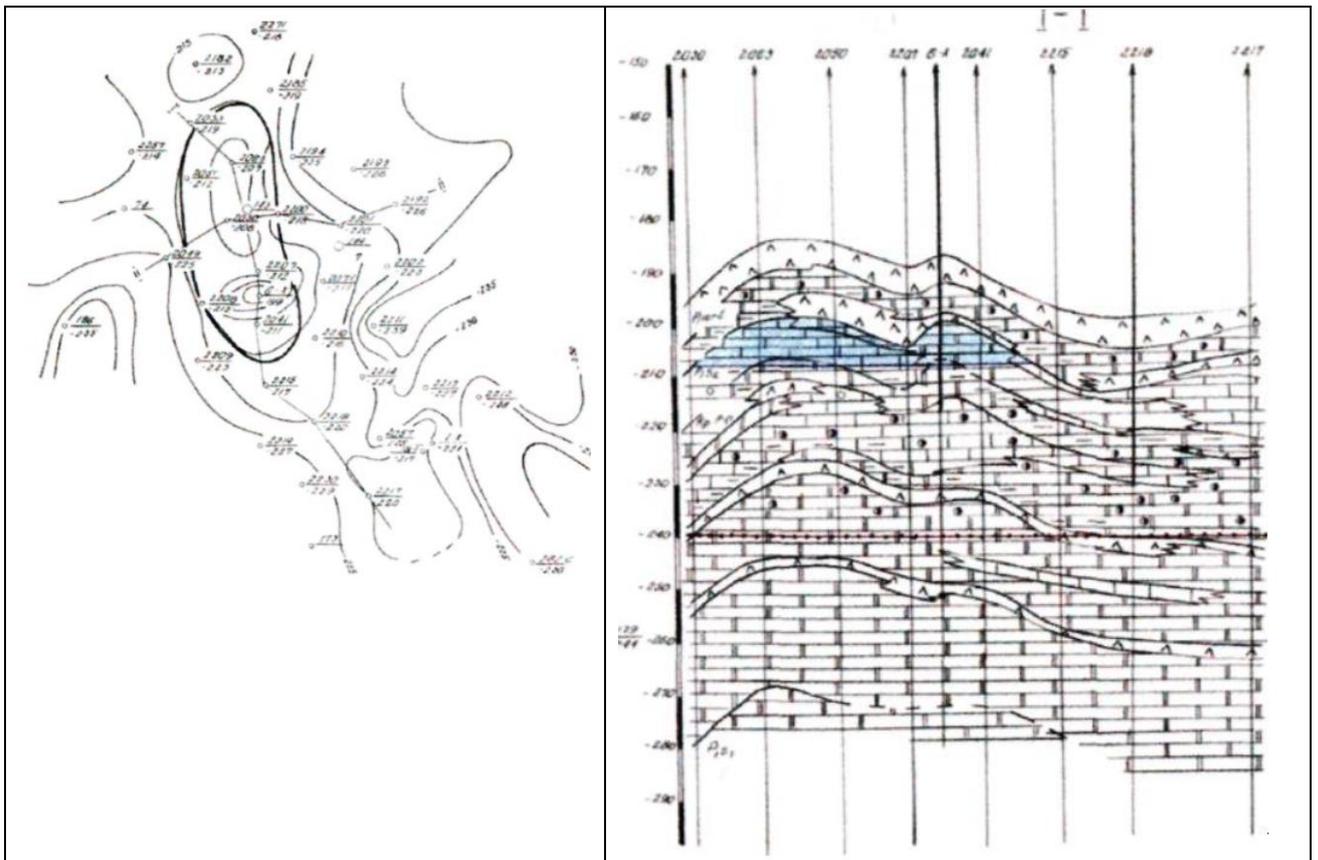


Рис. 3.6. Матросовское газонефтяное месторождение (по М.Т.Хананову, 2002)

Тектоника площади отличается сложностью, что прежде всего выражается в полном несоответствии не только между отложениями нижней и верхней перми, но и внутри нижнепермских осадков, между такими маркирующими горизонтами, как сакмарский гамма-репер, кровлей сакмарского яруса, ангидритовых прослоев над нефтяными залежами, а также поверхности кунгурского яруса. Так, например, карта изопакит, построенная по мощности комплекса отложений от доломитов артинского до кровли сакмарского ярусов, ограниченного ангидритовой покрывкой и гамма-репером, показала полное несоответствие поверхности гамма-репера и доломитов кровли артинского яруса. Мощность этого интервала варьирует от 15 до 48 м. Аналогичная ситуация наблюдается при сопоставлении структурной карты по поверхности кунгурского, артинского и сакмарского ярусов. Все это создает определенные трудности в картировании и подготовке структур для поисков залежей нефти. Об этом же свидетельствуют и материалы по Кулбаевской площади Башкортостана.

Для выбора объектов под бурение с целью поисков залежей углеводородов в сакмаро-артинском комплексе, наиболее оптимальным вариантом является изучение тектонического строения нижнепермских осадков по поверхности сакмарского и артинского (подошва ангидритового прослоя, принятого в качестве главного маркирующего горизонта), глубин залегания (рис).

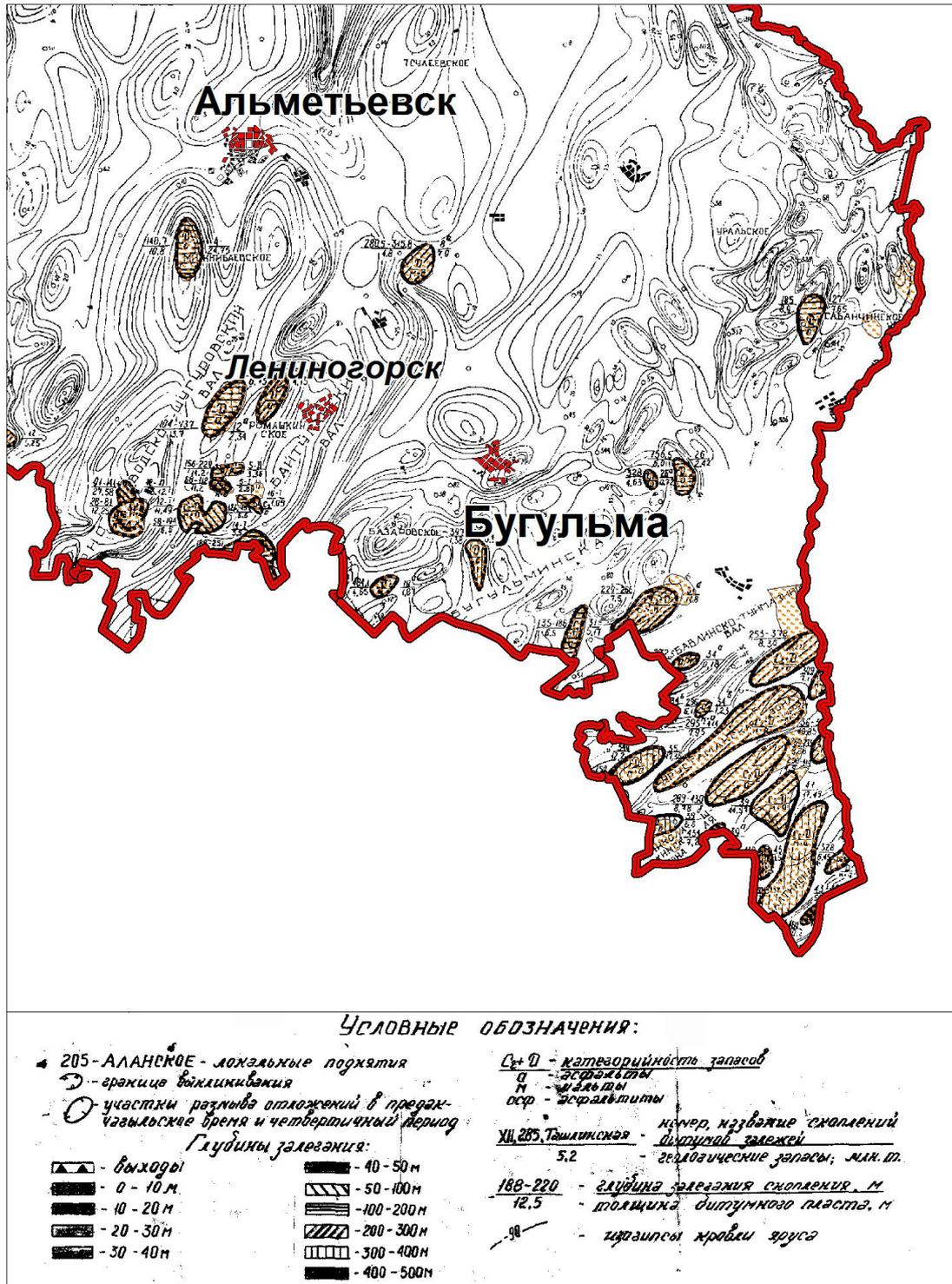


Рис.4.3 Карта глубин залегания скоплений природных битумов в отложениях сакмарского яруса (по Акишеву И.М., Успенскому Б.В.)

Наличие зон развития коллекторов обуславливает необходимость разработки общей системы геологических критериев при оценке перспектив нижнепермских отложений Южно-Татарского свода.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА.

Важнейшими критериями перспектив нефтебитуминозности служат условия и геологические предпосылки образования месторождений полезных ископаемых, в том числе тяжелых нефтей и природных битумов в отложениях пермской системы. На востоке Русской плиты образования пермского возраста сформировались в различных фациальных и палеогеографических обстановках в процессе последовательного изменения условий накопления осадочного материала. Вопросам геологического строения, истории развития территории, пространственного размещения углеводородного сырья в пермских отложениях Республики Татарстан уделено значительное внимание в работах Е.И.Тихвинской, В.И.Тропольского, Л.М. Миропольского, Б.М. Юсупова, С.С.Эллерн, И.М. Акишевым, Э.З.Бадамшина, Н.П.Лебедева и др. Обосновываются выводы о вторичном характере пермских битумов, их связи с крупными зонами тектонических нарушений на склонах Татарского свода и в пределах бортов Мелекесской депрессии. Результаты предшественников служат базой для выбора поисковых признаков нефтегазобитумоносности в породах-коллекторах верхней части разреза платформенных территорий.

4.1. Факторы формирования скоплений углеводородов в верхней части разреза

При анализе возможностей нахождения скоплений углеводородов в приповерхностной толще осадочного чехла предлагается рассматривать (И.С. Грибова, 2006) следующие геологические факторы:

- 1) наличие нефтематеринских пород в разрезе и термобарических условий для генерации УВ;
- 2) наличие проводящих каналов для вертикальной миграции УВ;
- 3) наличие пород-коллекторов и флюидоупоров в неглубокозалегающих горизонтах;
- 4) структурные условия, обеспечивающие локализацию вторичных залежей УВ.

Наиболее полно критерии прогнозирования залежей природных битумов и тяжелых нефтей разработаны Б.В.Успенским (2005) для Мелекесской области битумонакопления.

Существенны две основные группы: факторы образования ловушек и факторы формирования месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Четких границ между отдельными факторами не существует, т.е. их влияние может сказываться как на образование ловушек, так и месторождений. К первым относятся геодинамический в различных проявлениях - колебательные движения земной коры, структуроформирующие движения, палеогеоморфологический,

седиментогенез, лито-фациальные условия и т.п.; ко вторым – факторы онтогенеза, ответственные за генерацию, аккумуляцию УВ и разрушение их скоплений, т.е. гео (био) химический, гидрогеологический, гипергенез и др.

Имеется несколько точек зрения на происхождение скоплений углеводородов в пермских отложениях. Согласно представлениям об онтогенезе нефти предполагаются следующие основные факторы формирования природных битумов и тяжелых нефтей /Б.В.Успенский, 2005/:

Генетический фактор - определяет генерацию УВ. Образование скоплений пермских битумов связано с формированием залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях. Основными породами, обладающими нефтематеринским потенциалом в девонской системе, были глинисто-карбонатные толщи типа доманика Бузулукской впадины. Ограниченные нефтегенерирующие возможности имели Нижнекамский, Усть-Черемшанский и другие, обрамляющие Южно-Татарский свод прогибы и впадины. В вышезалегающих нижнекаменноугольных породах процессы нефтегазообразования проходили во всех отрицательных структурах и, главным образом, в Камско-Кинельских прогибах.

Геодинамический фактор – характеризует миграцию и аккумуляцию УВ, этапность формирования месторождений.

Скопления углеводородов (высоковязкие нефти, природные битумы, газы малых глубин) пермских отложений образовались в результате латерально-вертикальной миграции УВ из более глубоко залегающих отложений девонской и каменноугольных систем. Пути вертикальных перетоков были зоны тектонических нарушений, обеспечившие, прежде всего заполнение нижнепермских резервуаров. Наибольшее развитие разрывные нарушения получили в зоне сочленения Южно-Татарского свода с обрамляющими его впадинами.

Этапность геотектонического развития региона. Существовало несколько этапов генерации, миграции, аккумуляции нефти и разрушений ее месторождений, что определило периодичность формирования залежей нефти и преобразования ее в природные битумы.

Первый из них (в раннем и среднем карбоне) связан с образованием Волго-Уральской антеклизы.

Второй этап относится к заключительной стадии герцинского тектогенеза (в позднекаменноугольное и пермское время) и характеризуется усилением тектонических движений. Это привело к нарушению сплошности осадочного чехла и вызвало перемещение девонской нефти вверх по разрезу в каменноугольные и пермские слои.

Третий этап - основной для генерации и аккумуляции УВ - приходится на начало мезозоя и связан с раннеальпийским этапом складчатости. В юрско-меловое время создаются благоприятные условия для перетоков нефти из девонской и каменноугольной систем в пермские толщи.

Четвертый этап (поздний миоцен - ранний плиоцен). Глубокая эрозия перекрывающих пермские нефтяные залежи отложений привела к усилению

процессов гипергенеза, в результате которых образовались природные битумы.

Пятый этап (акчагыльское время). Происходит переформирование сохранившихся от разрушения залежей нефти в девонской и каменноугольной системах. Более поздние колебательные движения также приводили к нарушениям целостности осадочного чехла, что способствовало поступлению нефтяных и газовых УВ в пермские отложения.

Гидрогеологический фактор проявляется в двух аспектах:

- при формировании нефтяных залежей – первичная миграция УВ осуществляется в составе водной фазы (водные молекулярные, мицеллярные, коллоидные растворы и др., О.К. Баженова, 2000). Основными причинами перемещения нефти в породе-коллекторе являются гравитационные силы всплывания более легкой нефти в воде, капиллярные силы и гидродинамический напор воды. При наклонном положении пластового резервуара происходит всплывание по восстанию пласта до тех пор, пока это всплывание не будет по какой-либо причине прекращено (изгиб пласта в обратную сторону, непроницаемый экран и т.п.). Важная движущая сила в процессе вторичной миграции - гидродинамический напор в коллекторе. Этот напор помогает всплыванию нефти и способствует преодолению капиллярных сил в сужениях поровых каналов,

- при разрушении залежей – под воздействием инфильтрационных вод, насыщенных кислородом и микроорганизмами протекают процессы гипергенеза. Подошвенные сульфатные воды приводят в результате сульфатредукции к изменению углеводородного состава нефти (битума) и, в целом, к увеличению смолисто-асфальтеновых компонентов.

Палеотектонический (палеоструктурный, палеогеоморфологический) фактор определяет условия аккумуляции УВ и образование их скоплений. В кровле сакмарского яруса, песчаной пачке шешминского горизонта уфимского яруса и разрезе казанского яруса (выше и ниже сульфатной серии “подбой”) залегает наибольшее количество битумов. Под выдержанными на больших расстояниях глинистыми, сульфатными и карбонатными покрышками мощностью от 6 до 100 м эти битумовмещающие породы рассматриваются как пермские регионально битуминозные горизонты, с которыми связаны основные запасы природных битумов.

Существование условий, неблагоприятных для сохранности нефтяных залежей. Формирование глубоких палеодолин способствовало проникновению инфильтрационных вод, причем, чем глубже были эрозионные долины, тем больший интервал осадочного чехла затронут процессами их воздействия. Длительное контактирование с залежами нефти привело к окислению последней и образованию природных битумов.

Исходя из условий образования пермских резервуаров и факторов формирования месторождений природных битумов разработаны критерии перспектив нефтебитуминозности верхней части геологического разреза:

- Наличие зон развития коллекторов в нефтебитуминозных комплексах нижней и верхней перми.

- Визуальные нефтебитумопроявления (по керну структурных скважин).
- Установленная нефтеносность нижележащих отложений.
- Существование известных скоплений нефти (битума) в аналогичных геологических условиях в рамках идентичных тектонических элементов.
- Присутствие тектонических нарушений (разломов, трещиноватости и т.п.). Большинство исследователей связывают образование залежей пермских нефтяных залежей с перетоками флюидов из нижних горизонтов осадочного чехла по трещинам и разломам в зонах проявления активных тектонических процессов.
- Направленное неотектоническое развитие территории. Тектонические подвижки блоков фундамента в послепермское время по разломам способствовали образованию в осадочном чехле путей для вертикальной миграции УВ. Колебательные движения земной коры охватывали весь осадочный чехол центральных районов современной Волго-Уральской антеклизы, в том числе девонские и нижнекаменноугольные породы, вмещающие нефтяные залежи. Это привело к изменению их структурного плана и условий залегания и вызвало перемещение нефти вверх по разрезу в верхнекаменноугольные и пермские слои.
- Распространение неогеновых долин и зон выклинивания пород-коллекторов.

4.2. Оценка перспектив нефтегазоносности нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода

Анализ имеющегося геолого-геофизического материала и выполненных построений позволяет оценить перспективы нефтебитуминозности юго-востока Республики Татарстан.

Конкретизируя вышеизложенное отметим следующее:

Установленная нефтеносность нижележащих отложений.

На территории исследования и вблизи ее границ расположены (рис. 4.1) следующие месторождения, приуроченные к различным зонам нефтенакопления /Р.С.Хисамов и др., 2006/:

В Ромашкинскую зону входит уникальное Ромашкинское месторождение и целый ряд более мелких месторождений и залежей, расположенных в пределах сводовой части Южно-Татарского свода. Ромашкинское месторождение контролируется непосредственно структурой первого порядка и является многопластовым. Промышленная нефтеносность в основном связана с терригенными толщами девона и нижнего карбона. Значительно меньшие по размерам залежи приурочены к карбонатным коллекторам девонско-каменноугольного возраста. Отличительной чертой зоны является наличие в терригенном девоне единого крупнейшего месторождения, занимающего купольную часть Южно-Татарского свода, характеризующегося большим этажом нефтеносности и интенсивной нефтенасыщенностью пород-коллекторов. Значительная часть девонской

залежи контактирует с подошвенными водами. Водно-нефтяной контакт залежи в пласте Д₁ (до начала разработки) колебался в пределах – 1486 – 1490 м, имея общий наклон с севера на юг. Тип залежи структурный, пластово-сводовый. Залежи нефти в каменноугольных отложениях связаны с валообразными структурами и группируются в различных частях Ромашкинской зоны, где присутствуют четкие локальные поднятия. Большинство из них не имеют корней в подстилающих девонских терригенных отложениях и относятся к типу наложенных поднятий седиментационного генезиса. Нефтяные залежи в карбоне относятся к структурному, структурно-литологическому реже литологическому типам (группе пластовых или массивных залежей).

На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода расположены Бавлинская и Сабанчинско-Крым-Сарайская зоны нефтегазонакопления. Бавлинская зона нефтегазонакопления структурно связана с Бавлинско-Туймазинским приразломным валом сквозного типа с крутым юго-восточным крылом. Нефтеносная зона включает два крупных девонских месторождения: Бавлинское и Туймазинское. Они детально описаны во многих работах. На территории Татарстана находится западная часть зоны, где расположено Бавлинское месторождение и присоединенные к нему залежи нефти в каменноугольных отложениях.

Сабанчинско-Крым-Сарайская нефтегазонакопительная зона в тектоническом отношении контролируется Сабанчинской валообразной структурой и Крым-Сарайской террасой. Локальные поднятия хорошо прослеживаются в каменноугольных отложениях и значительно хуже в девоне, где они резко выполаживаются. Поэтому в карбоне существовали благоприятные структурные условия для образования залежей нефти. Наиболее значительным по запасам углеводородов в пределах этой зоны является Сабанчинское месторождение. Основная нефтеносность его связана бобриковским горизонтом. Нефтяные залежи установлены также в пашийских, фаменских и турнейских отложениях. Средние и мелкие зоны нефтегазонакопления по тектоническим условиям размещения подразделяются на три группы /Р.С.Хисамов и др.,2006/.

К южному, юго-восточному и восточному склонам Южно-Татарского свода приурочена первая группа зоны нефтегазонакопления: - Куак-Башская, Сугушлинская, Фоминовская, Кандызская, Хансверкинская, Тумутукско-Чеканская, Грачевская.

Сугушлинская нефтеносная зона по каменноугольным отложениям приурочена к линейно вытянутой валообразной структуре, погружающейся к юго-западу. В центральной части зоны выявлены залежи нефти в карбоне (Глазовское месторождение). По особенностям строения контролирующего структурного элемента можно ожидать расширение площади нефтеносности зоны в южном направлении. Появление по данным сейсморазведки новых поднятий в пределах южных структурных замыканий Куак-Башской и Сугушлинской нефтеносных зон свидетельствует о хороших перспективах дальнейших нефтепоисковых работ.

Расположенные за крутым крылом Бавлинско-Туймазинского вала Фоминовская, Кандызская и Хансверкинская зоны нефтегазонакопления имеют сходное строение. Они приурочены к отдельным структурным ступеням (террасам по девонским отложениям, ассоциациям поднятий в каенноуольных образованиях), погружающимся к юго-востоку и ограниченными прогибами. Отличительной чертой этих зон является развитие пологих поднятий. Однако выявленные залежи характеризуются широким распространением в терригенных и карбонатных отложениях девона, и нижнего карбона. Интенсивность нефтеносности девонской терригенной толщи возрастает в юго-восточном направлении. Для рассматриваемых зон в числе типичных можно выделить Матросовское, Тат-Кандызское, Урустамакское и другие месторождения.

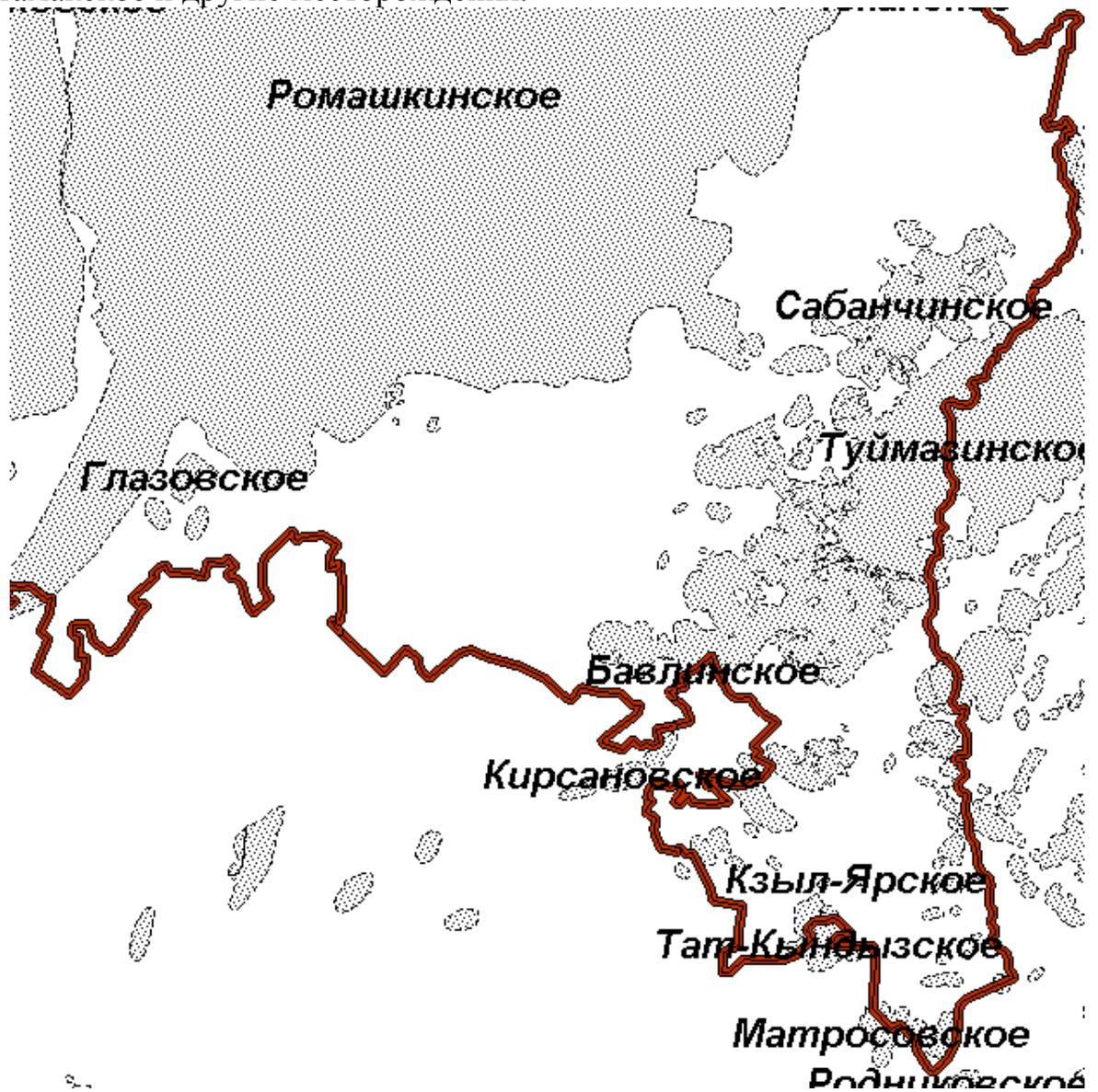


Рис.4.1 . Нефтяные месторождения Южно-Татарского свода

Визуальные нефтегазобитумопроявления

Проявления битумов и особенно вязких нефтей сакмаро-артинских отложений встречены (Г.А.Петров и др.,2002) в многочисленных структурных скважинах, пройденных с отбором керна (Сулинская, Шалтинская, Подгорная и др. площади). Различные по степени насыщения и мощности интервалы битумов и нефтеносных пород нижней перми располагаются на относительно небольших глубинах, охватывающих диапазон 250 – 450 м. Нередко в процессе бурения скважин из интервала сакмаро-артинских отложений с промывочной жидкостью в приемные амбары обильно изливалась газированная нефть. При освоении интенсивно насыщенных интервалов в отдельных скважинах получены притоки вязких нижнепермских нефтей, с дебитом 0,2 до 2,8 м³ (скв. 2153 Шалтинской площади, скв. 268 - А Николашкинского участка). В ряде случаев фиксируются газовые фонтаны. Выделена (рис. 4.2) перспективная зона, охватывающая восточную половину юго-востока Татарстана (М.Т. Ханнанов, 2002). Газосодержащими являются карбонатные породы артинского и сакмарского ярусов.

Существование (на территории Республики Башкортостан) известных скоплений нефти (битума) в аналогичных геологических условиях в рамках идентичных тектонических элементов Южно-Татарского свода.

На сопредельной территории Республики Башкортостан из сакмаро-артинских отложений ведется промышленная добыча нефти. ОАО НПП «ВНИИГИС» пробурено (Р.С.Хисамов и др., 2002) четыре поисково-разведочных скважин, получены притоки промышленной нефти, средний дебит – 5 м³ /сут. (скв.5 Чатбашской площади). Нефтепоисковый интерес представляют (Р.Х.Масагутов, В.Н.Минкаев; 2003) нижнепермские отложения в пределах Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины (Башкортостан), где они залегают на небольших глубинах. В области ЮТС выявлены огромные Шкаповско-Миякинская, Кайраклинская, Барангуловская, Кулбаевская и др. зоны нефтегазопроявлений, а в пределах Благовещенской впадины – Урманская, Жуковская и Ибрагимовская. На территорию РТ заходит западная часть Кулбаевской зоны. В некоторых из них уже получены притоки нефти и проведена пробная эксплуатация скважин. Промышленные притоки нефти из нижней перми на Кулбаевской и Чатбашевской площадях зафиксированы в контуре Абдуловского месторождения. Нефте- и газопроявления известны с давних пор и в контурах Арланского, Туймазинского, Серафимовского и других месторождений.

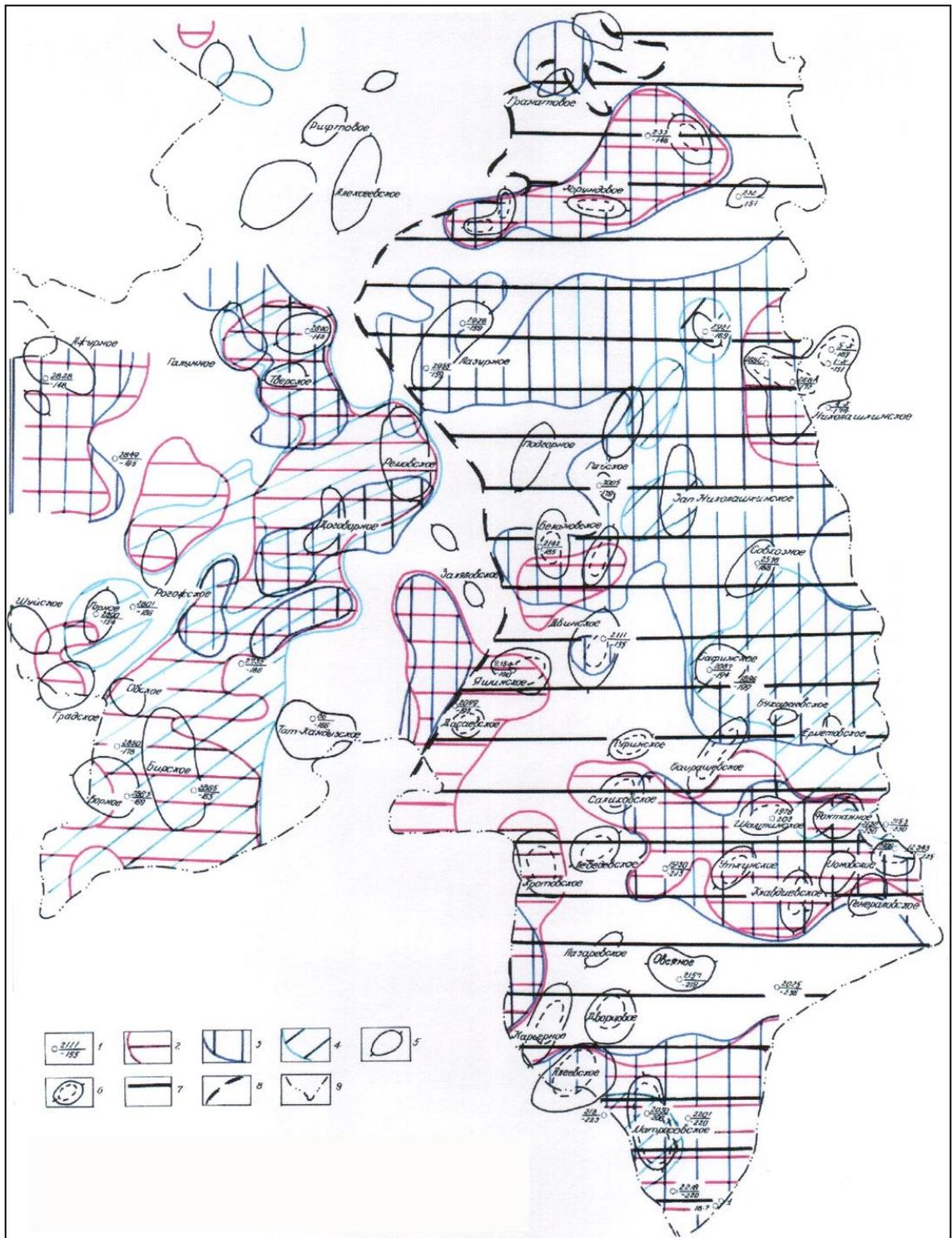


Рис.4.2 Карта перспектив газоносности отложений нижней перми юго-востока Татарстана (по М.Т.Хананову, 2002)

1 – скважины, справа: сверху – номер скважины, внизу – абсолютная отметка кровли репера P_1 -е сакмарского яруса; 2 – контуры полей нефтеносности в сакмарском ярусе; 3 – контуры полей нефтеносности в артинском ярусе; 4 – контуры полей нефтеносности в кунгурском ярусе; 5 – контуры поднятий по кровле репера P_1 -е; 6 – контуры поднятий с выявленными и предполагаемыми «газовыми шапками»; 7 – зона распространения сульфатных покрышек в артинском ярусе; 8 – граница расположения газоносных нижнепермских отложений 9 – граница Республики Татарстан.

Наличие природных резервуаров.

При оценке нефтеперспектив большое значение имеет информация о наличии природных резервуаров, важнейшими элементами которых являются зоны развития коллекторов и пород, обеспечивающих сохранность углеводородов в различного рода ловушках.

В нижнепермском карбонатном комплексе наибольшее внимание заслуживают те, которые приурочены к верхней части разреза сакмарских отложений. Здесь выявлен сакмаро-артинский природный резервуар.

Зоны развития коллекторов.

Соискателем проанализирован (см. 3) характер изменения суммарной мощности пород-коллекторов сакмарского яруса. Выделены зоны развития максимальных толщин сакмарского яруса в которых увеличивается вероятность обнаружения зон развития коллекторов. Рассмотрено строение структурно-эрозионной поверхности сакмарских отложений нижней перми. Локальные нефтебитумопроявления связаны с бортовыми зонами структур второго порядка – Сокско-Шешминским и Туймазинско-Бавлинским валами и приурочены к отдельным раздувам мощности сакмарских отложений. Возможно, что нефтебитумопроявления контролируются древним структурно-эрозионным планом предверхнепермской (а на востоке – предкунгурской или предартинской) поверхности несогласия.

Интерес представляют результаты анализа материалов структурного бурения, выполненного И.М.Акишеквым и др., (1975), Б.В.Анисимовым (1982, 1989), которые связывают скопления природных битумов и высоковязких нефтей с кавернозно-трещиноватыми коллекторами сакмарского яруса. Б.В.Анисимовым (1982), на территории Восточного Татарстана изучено (рис. 4.5) распространение трещинно-карстовых коллекторов в нижнепермской нефте-водоупорной толще, выделены отдельные карстовые районы – Ново-Шешминский, Зайский, Икский, Ютазино-Кандыкский и др. В пределах выявленных карстовых районах (рис. 4.5) толщина закарстованных пород возрастает от периферии к центру, достигая 170 – 180 м.

Региональные покрышки

Наряду с литологическими и структурно-тектоническими факторами немаловажное значение в процессах формирования и размещения скоплений углеводородов занимают породы-покрышки. Наиболее полно роль пород покрышек видна из особенностей геологического строения залежей газа, которые для данного флюида (М.Т.Хананов, 2002) при определенном перепаде давления и температуры препятствуют началу фильтрации.

Пласты-покрышки для скоплений углеводородных газов ввиду их высокой подвижности, должны обладать более высокими экранирующими свойствами, чем для скоплений нефти. .

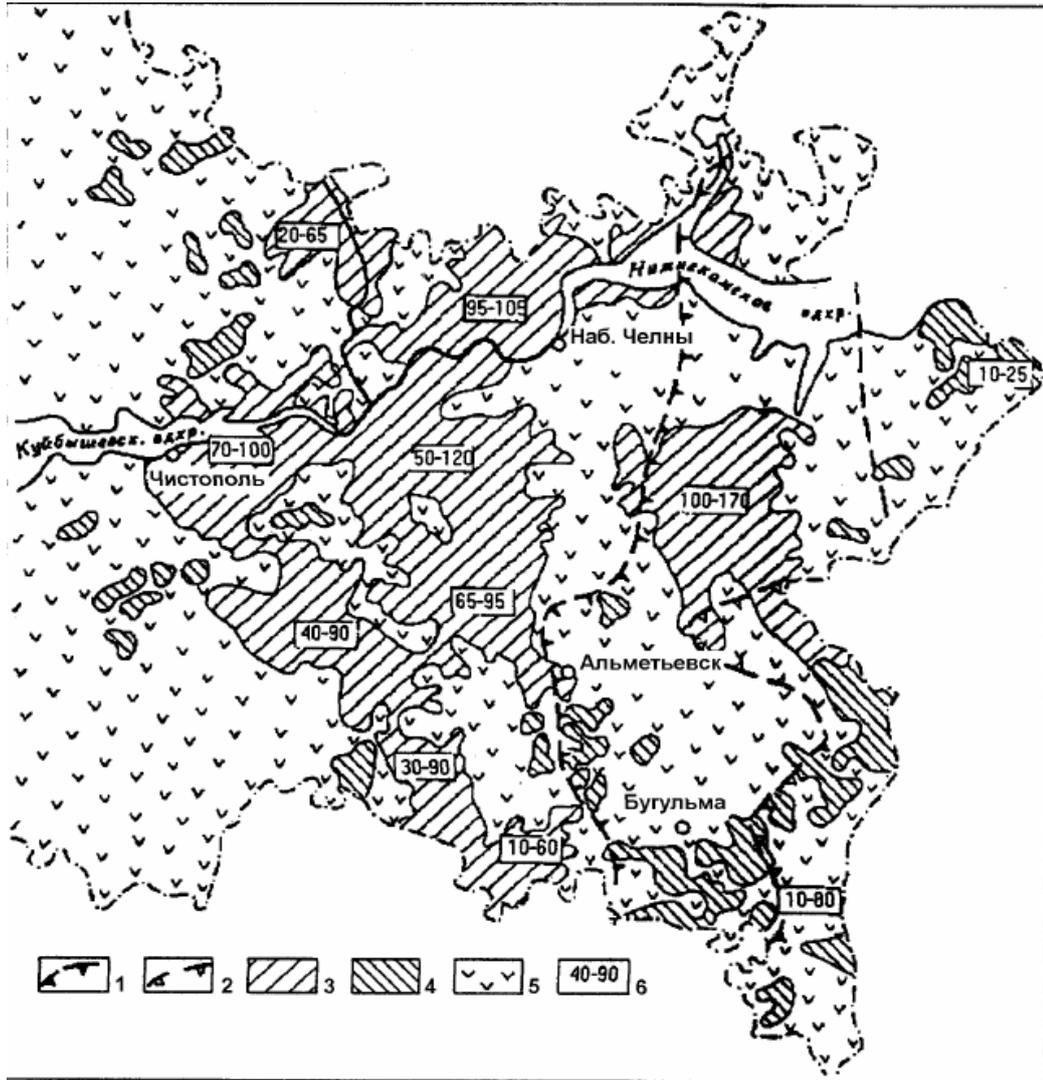


Рис.4.5 Карта закарстованности нижнепермской сульфатно-карбонатной толщи (по Б.В.Анисимову и др., 1987).

Границы распространения отложений: 1 – артинских и нижнекунгурских, 2 - верхнекунгурских. Защищенность пресных подземных вод снизу в зависимости от развития карста: 3 – плохая (1 балл), закарстована вся или большая часть нижнепермской толщи; 4 – слабая (2 балла), закарстована кровля нижнепермской толщи; 5 – удовлетворительная (3 балла), карст не развит; 6 – суммарная толщина закарстованных пород, м.

К пластам покровкам по составу относят глинистые, галогенные, сульфатные (гипсовые и ангидритовые), карбонатные, кремнистые и смешанные (глинисто-кремнистые, карбонатно-глинистые, карбонатно-песчаные и др.), а также криогенные, магматические и кварцитовые породы

По ареалам распространения выделяют межрегиональные, региональные, областные, районные, зональные и локальные покровки. Экранирующие свойства пород-покровок характеризуют плотность,

крепость и пластичность пород, затрудняющих массоперенос углеводородов между коллекторскими площадями (резервуарами) путем эффузии, диффузии или прорыва, а также превышением поровых давлений флюидов, содержащихся в матрице пород-покрышек, над флюидальным давлением в коллекторах.

К гидрoхимическим покрышкам относятся каменная соль, гипс и ангидрит, которые образуют плотностные покрышки. Экранирующие свойства этих пород определяются высокой пластичностью, особенно в условиях больших давлений и температур. Гипс и галит уже при небольших всесторонних или боковых напряжениях приобретают сравнительно высокую пластичность и могут служить высококачественными флюидоупорами. Карбонатные покрышки, представленные глинистыми доломитами или чистыми нетрещиноватыми известняками, играют заметную экранирующую роль для залежей нефти и в меньшей степени - для залежей газа.

В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной области в пермских отложениях прослеживаются глинистые, галогенные, сульфатные, карбонатные и смешанные - карбонатно-глинистые породы-покрышки. На территории Татарстана в толще пермских отложений к регионально выдержанным пластам-покрышкам можно отнести гипс-ангидритовые пласты артинского яруса (толщиной от 1 до 12 м), пачку "лингуловых глин" и др.

Галогенные породы в пермских отложениях Татарстана, как выдержанные пласты-покрышки, отсутствуют. Нижний нефтегазоносный карбонатный комплекс пермских отложений контролируется территорией развития кунгурских сульфатно-галогенных пород. Комплекс получил широкое распространение на востоке Русской платформы. В связи с этим на юго-востоке и востоке Татарстана к регионально выдержанным покрышкам нижнего нефтегазоносного комплекса (высоковязких нефтей с "газовыми шапками") относятся пласты ангидритов и гипсов артинского яруса. В пластах-коллекторах, залегающих ниже пластов-покрышек, локализовались залежи подвижных углеводородов (Матросовское месторождение, рис. 3.6), сохранность которых в дальнейшем зависела от надежности покрышек-экранов.

В пермской толще Татарстана выделяют (Н.Г.Абдуллин и др, 1979) нижнепермский, уфимский и казанский нефтегазоносный и битумоносные комплексы пород. В пределах этих комплексов наиболее надежным и участками монолитным покрышкам можно отнести только выдержанные пласты ангидритов артинского яруса и пачку "лингуловых глин" казанского яруса. На отдельных участках восточной части юго-востока Татарстана под пластами ангидритов артинского яруса выявлены (Р.Н.Дияшев, М.Т.Хананов, 2001; М.Т.Хананов, 2002) в сводах локальных поднятий "газовые шапки" в кровле стерлитамакского горизонта сакмарского яруса и в карбонатной пачке артинского яруса (скв. 268-А, 268-С Николашкинский участок, скв. 1 и 5 Кулбаевской площади Башкортостана, скв. 2106 Подгорной площади, скв. 6 Хансверкинский участок и др.). На других поднятиях, где монолитность

пластов ангидритов нарушена трещиноватостью, в пределах локальных поднятий отмечаются скопления только газонасыщенной вязкой нефти. Наличие нефтепроявлений в артинских отложениях и в нижней части кунгурского яруса указывает на то, что легкие углеводороды по трещинам в сульфатных покрывках перетекали на отдельных участках в вышележащие слои кунгурского яруса и верхней перми (Фоминовская залежь). Фазовое состояние углеводородов нижнепермских отложений контролируется (рис. 4.6, 4.7) областью развития артинско-кунгурских отложений сульфатного облика, представляющих региональную покрывку. За пределами распространения региональной покрывки артинско-кунгурских, встречаются (рис. 4.8) в основном природные битумы

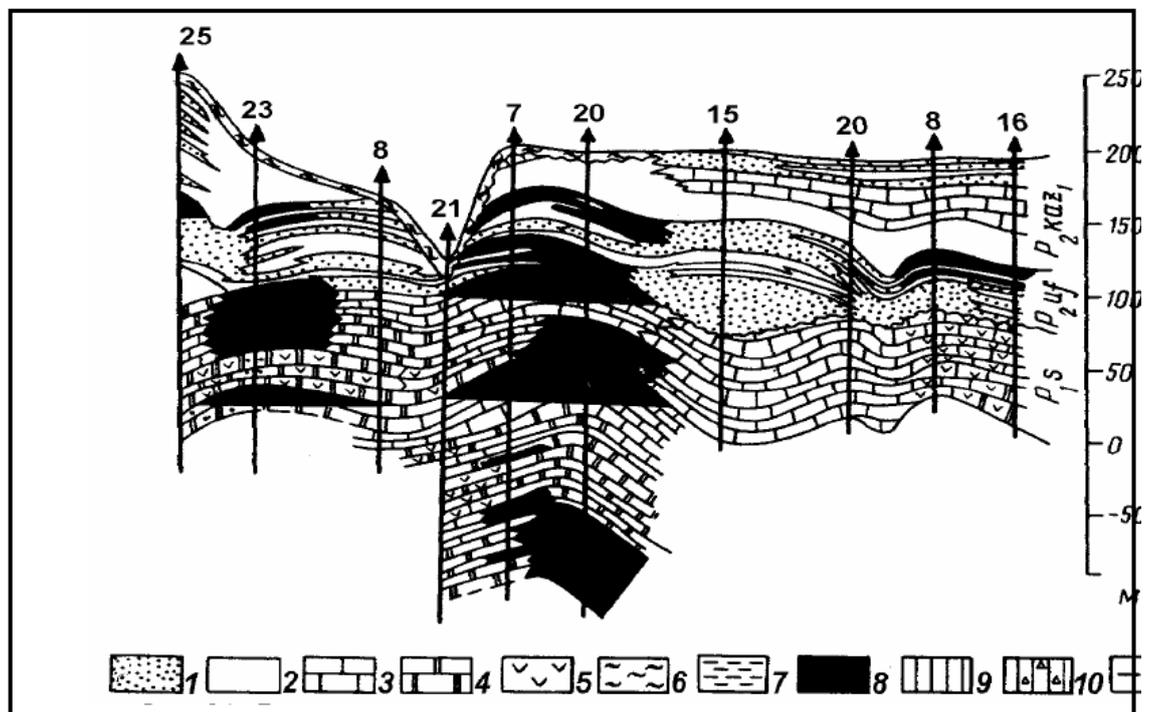


Рис. 4.8 Геологический профиль Шугуровского месторождения битумов (по И.М.Акишеву, П.А.Шалину, 1979).

Породы: 1 – песчаники и алевролиты; 2 – аргиллиты и глины; 3 – известняки; 4 – доломиты и доломитизированные известняки; 5 – загипсованные прослои доломитов; 6 – четвертичные отложения; 7 – неогеновые отложения; битумонасыщение: 8 - интенсивное, 9 – слабое, 10 – следы битума; 11 – поверхность водобитумного контакта.

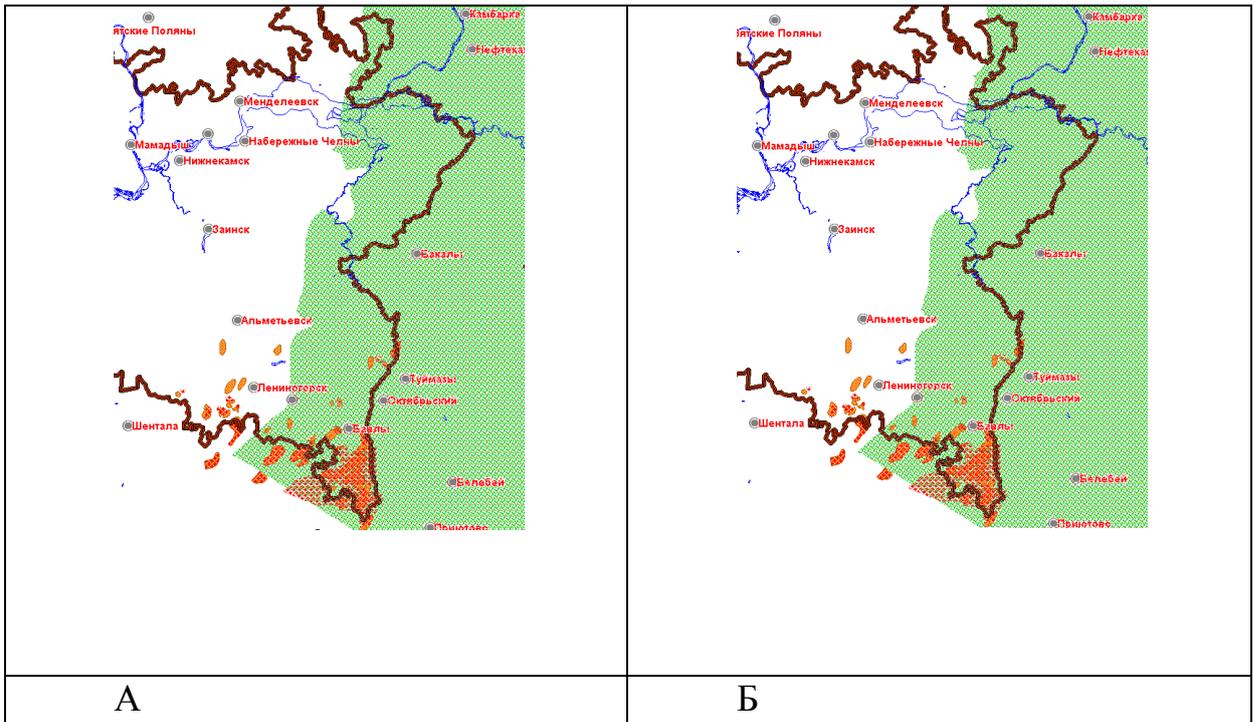


Рис.4.6.. Схема распространения отложений артинского (А) и филиповского горизонта кунгурского (Б) ярусов. (Геология Татарстана..., 2003)

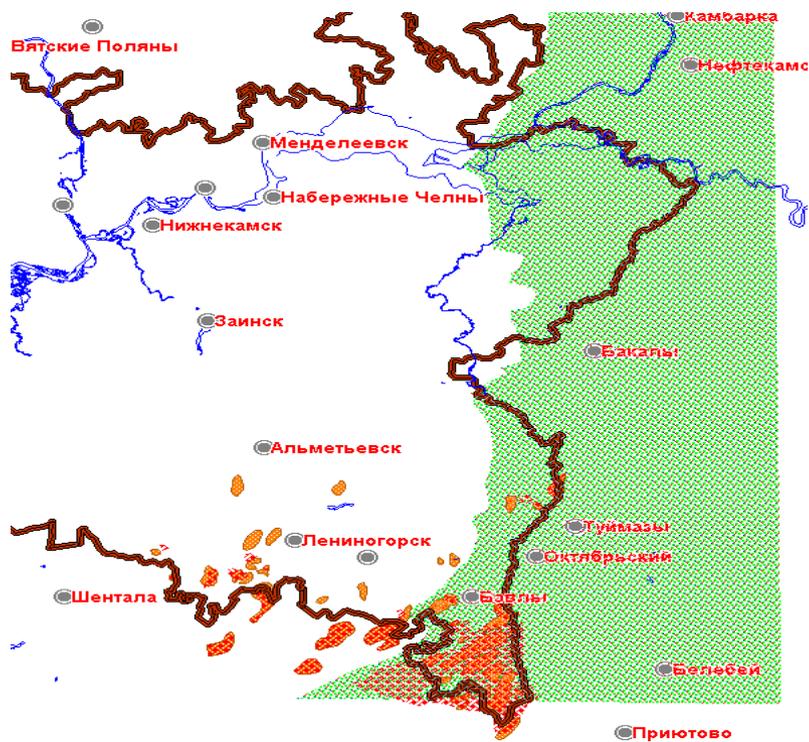


Рис.4.7. Схема распространения отложений иренского горизонта кунгурского яруса (Геология Татарстана..., 2003)

Присутствие тектонических нарушений.

В настоящее время существование вертикальной миграции углеводородов не вызывает сомнений, хотя вопрос о ее масштабах остается

пока спорным. И.М.Губкин для месторождений нефти Апшеронского полуострова не исключал возможности вертикальной миграции из палеогеновых отложений в среднеплиоценовые на расстояние 2,5 км и более. Такой порядок расстояний является достаточным для предположения генетической связи между скоплениями углеводородов в пермских, угленосных и девонских отложениях на территории Татарстана. По результатам бурения структурных и поисково-разведочных скважин на нефть и пермские битумы на территории Татарстана во многих скважинах в кернах пермских карбонатных и сульфатно-карбонатных отложений и верхнего карбона (скв. 102 Сугушлинской, скв. 1935 Федоровской, скв. 18 Тестировочной, скв. 1 Хансверкинской и др. площадей) прослежены (Хананов М.Т., 2002) трещины, заполненные нефтью или же встречались отдельные тонкие горизонтальные прослойки, насыщенные нефтью различной консистенции. Данные факты указывают на то, что углеводороды в толще нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений передвигались ступенчато. Факты ступенеобразных путей миграции углеводородов в среднем и верхнем карбоне Татарстана приводятся в работах В.И.Тропольского, Р.Х.Муслимова, Б.В.Успенского, Е.Д.Войтовича, В.Б.Либермана и др.

В нижнепермских отложениях юго-востока Татарстана часто встречаются вертикальные трещины, которые имеют тектоническое происхождение, связанное с разломами и дизъюнктивными нарушениями. По трещинам прослеживаются битумы или пленки нефти, подтверждающие наличие вертикальной миграции (Сулинская, Подгорная, Урустамакская площади). Появление многочисленных разрывных нарушений и трещин (рис. 4.9) привело к нарушению герметичности отдельных залежей нефти девона и нижнего карбона, что и способствовало ступенеобразному перемещению углеводородов вверх по разрезу в верхнекаменноугольные и пермские отложения. Аккумуляция интенсивных скоплений газа и нефти происходила в карбонатных пластах кровли сакмарского и средней части артинского ярусов, перекрываемых сульфатными пластами артинского яруса и контролируемых локальными поднятиями тектонического, седиментационно-тектонического и эрозионного типов.

Скопления свободного газа в виде "газовых шапок" здесь выявлены (рис. 4.2.) в сводах отдельных локальных поднятий - ловушек (Николашкинское, Маковое, Матросовское поднятия и др.). Газонефтяные (газ, растворенный в нефти) скопления в пределах локальных структур здесь имеют преобладающее значение (Лазурное, Совхозное и др.). Подобные явления отмечаются и в кернах многочисленных скважин, вскрывших уфимские и казанские отложения верхней перми. Вертикальные трещины и горизонтальные прослойки, насыщенные битумом и вязкой нефтью, встречаются (Хананов М.Т., 2002; Успенский Б.В., 2005) в глинистых, песчаных и карбонатных породах, приуроченных к песчано-глинистой и песчаниковой пачкам шешминского горизонта уфимского яруса, к "лингуловым глинам" байтуганского и глинам камышлинского и

барбашинского горизонтов и к сериям (до "переходной толщи") верхнеказанского подъяруса (Каменский, Ашальчинский, Северо-Ашальчинский участки и др.).

В.П.Степановым в пределах восточной части Республики Татарстан по геофизическим данным протрассированы (рис. 4.9) системы тектонических нарушений субмеридианального, северо-восточного и северо-западного направления.

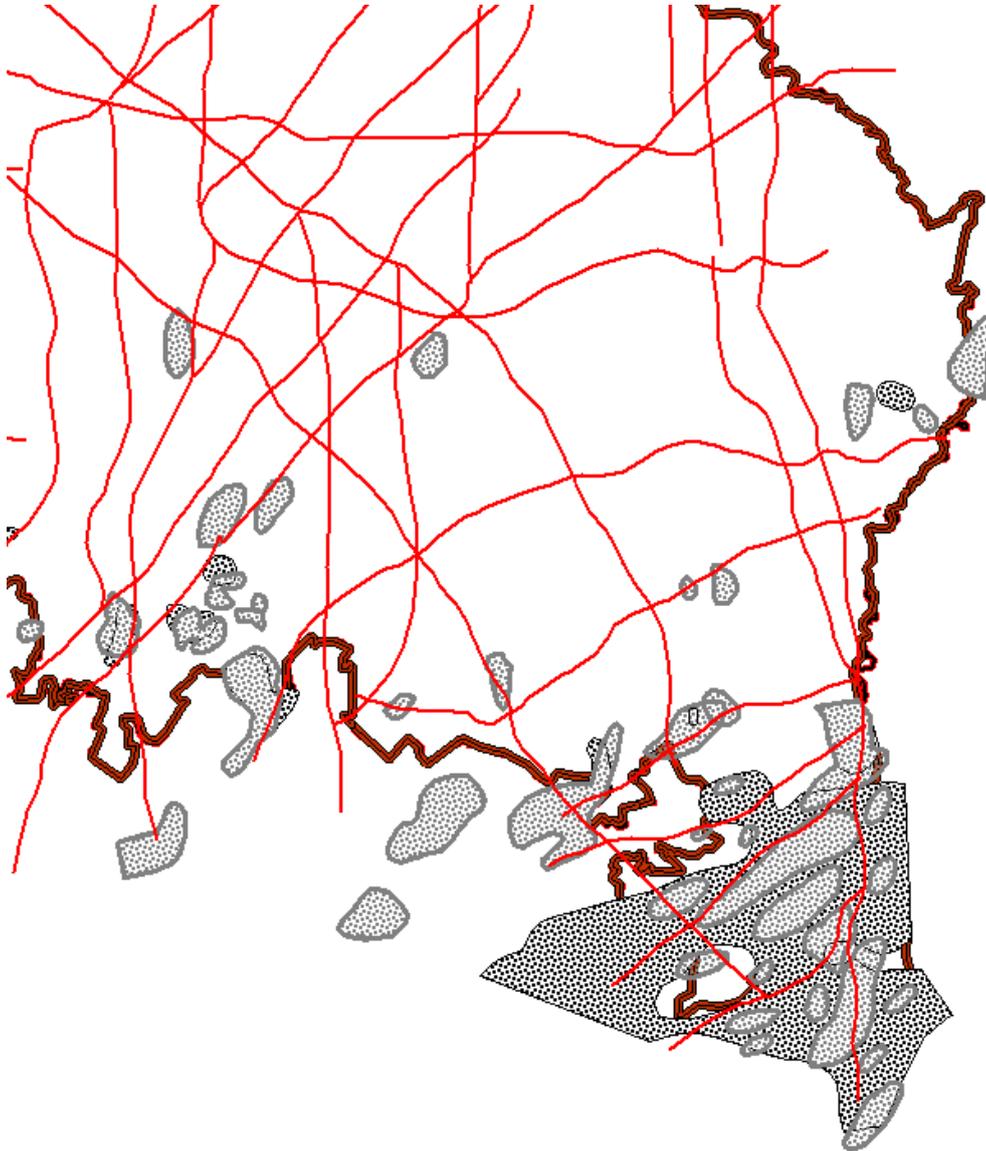


Рис.4. 9. Схема тектонических нарушений (по В.П.Степанову,1998)

Распространение современных и палео долин.

На юго-востоке Татарстана наблюдается относительно глубокое залегание нижнепермских нефтенасыщенных карбонатных пород-коллекторов, удаленность их от местных современных и древних (неогеновых врезов) базисов эрозии. При наличии сульфатных (ангидриты, гипсы) пластов-покрышек артинского яруса, особенно в восточной половине рассматриваемой территории, это способствовало (М.Т.Ханнанов, 2002)

более надежной консервации и сохранности (рис. 4.2) подвижных углеводородов (скважины 268-А Николашкинской, 1305 Шалтинской, 12341 Гусиной, 6 Хансверкинской площадей и др.).

Рассмотренные условия и геологические предпосылки образования скоплений углеводородов позволяют положительно оценить нефтегазобитумоперспективы отложенный нижнепермского карбонатного комплекса в пределах юго-востока Республики Татарстан.

5. МЕТОДОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗОМ НЕФТЕБИТУМОНОСНОСТИ

Выявление в сложнопостроенных нижнепермских карбонатных коллекторах залежей углеводородов, выбор первоочередных объектов – основа для постановки детальных разведочных работ и промышленной их разработки. Низкая нефтеотдача продуктивных пластов, связанная с невысокими значениями проницаемости, малыми пластовыми давлениями (ниже гидростатического), высокой вязкостью углеводородов, резкой фациальной неоднородностью по вертикали и латерали и неравномерной сульфатизацией пород не позволяют проводить освоение месторождений по традиционной технологии, применяемой для нефтяных месторождений. В связи с этим необходимы новые теоретические обоснования и новые технологии по вскрытию и освоению продуктивных пластов вязких нефтей и битумов. Рекомендации по исследованию этих вопросов должны обрабатываться непосредственно на объектах разбуривания нижнепермских месторождений.

5.1.ОБОСНОВАНИЕ ПОСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Отложения нижнего отдела пермской системы широко развиты в пределах Республики Татарстан. Выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Общая мощность пород достигает 250 м. Подготовка территории юго-восточного склона Южно-Татарского свода к освоению скоплений углеводородов в сложнопостроенных коллекторах природных резервуаров сульфатно-карбонатной толщи верхней части разреза предполагает оценку результатов ранее выполненных геологических исследований и выбор соответствующих направлений по проведению дальнейших научно-исследовательских, тематических и опытно-производственных работ.

На основе материалов М.Я.Боровского, Г.Р.Булки, В.С.Губаревой, Г.А.Петрова, Г.М.Сунгатуллиной, Б.В.Успенского, Р.Р.Хасанова, Г.Е.Яковлева рассмотрена необходимость проведения комплексных исследований.

5.1.1. Стратиграфо-палеонтологические исследования

Ассельский ярус

Ассельские отложения согласно залегают на породах гжелского яруса. Граница с каменноугольными отложениями требует уточнения, возможно в ряде разрезов имеет место стратиграфическое несогласие. Ассельский ярус делится на холодноложский и шиханский горизонты.

Холодноложский горизонт сложен органогенными и известковистыми доломитами с прослоями известняков и гипсов (до 3-х м). Эта часть разреза ассельского яруса соответствует фузулинидовой зоне *Schwagerina vulgaris* – *S. fusiformis*. Для верхней части (зона *S. moelleri* – *Pseudofusulina fecunda*) характерно послойное окремнение с образованием кремневых конкреций. Из отложений холодноложского горизонта изучены фораминиферы, кораллы, брахиоподы, пелециподы.

Шиханский горизонт соответствует зоне *Schwagerina sphaerica* – *Pseudofusulina firmus* и залегает согласно на холодноложском. Отложения горизонта сложены тонкокристаллическими, часто оолитовыми доломитами, с прослоями органогенных (фораминиферовых) известняков. При проведении структурного бурения из отложений горизонта определены фораминиферы, брахиоподы, кораллы, гастроподы, пелециподы. Мощность горизонта 10-43 м.

Сакмарский ярус

Отложения яруса на территории Республики Татарстан пользуются широким распространением. Нижняя граница сакмарского яруса (кровля ассельского яруса) четко выделяется по смене желтовато-серых тонкокристаллических, кавернозных доломитов (2–6 м) с конкрециями темно-серых кремней, остатками фораминифер и кораллов ассельского возраста на «немые», иногда брекчиевидные, доломиты или на мощную толщу сульфатов. Ярус подразделяется на два горизонта: тастубский и стерлитамакский.

Тастубский горизонт в нижней части сложен плотными, афанитовыми, иногда кавернозными, в верхней части органогенными доломитами (мощностью 7–52 м) с прослоями гипсов и ангидритов. В известняках и доломитах обнаружены плохо определяемые органические остатки: фораминиферы, кораллы, криноидеи, гастроподы, пелециподы.

Стерлитамакский горизонт. В нижней части преобладают светло-серые, в разной степени доломитизированные, известняки, нередко переполненные остатками кораллов, брахиопод, трубчатых водорослей. Верхняя половина разреза представлена чередованием известняков и доломитов. В отложениях содержатся остатки фораминифер, кораллов, пелеципод, гастропод. Мощность горизонта варьирует от 0 до 90 м.

Артинский ярус

На данной стадии изученности расчленение разреза артинского яруса на биостратиграфической основе даже на горизонты на востоке РТ невозможно. Слагается ярус серыми пелитоморфными доломитами, голубыми ангидритами, сахаровидными гипсами с примазками зеленой глины. В карбонатных породах встречаются редкие плохо определяемые остатки фораминифер, реже – брахиопод, гастропод, пелеципод.

Кунгурский ярус

По литологическим особенностям кунгурский ярус делится на два горизонта: филипповский и иреньский.

Филлиповский горизонт представлен светло-серыми оолитовыми, псевдооолитовыми доломитами, ангидритами и гипсами с тонкими прослоями темно-зеленовато-серых глин. Филипповский горизонт в РТ, по существу, не имеет палеонтологической характеристики. Остатки фораминифер, брахиопод, гастропод, пелеципод, приуроченные к тонким прослоям известняков, как правило, являются неопределимыми.

Иреньский горизонт сложен теми же осадочными породами, что и филипповский горизонт, но с явным преобладанием ангидритов и гипсов над доломитами, известняками и мергелями. Немногочисленные фаунистические остатки представлены фораминиферами и брахиоподами.

Таким образом, палеонтолого-стратиграфическая охарактеризованность толщ нижней перми к настоящему времени остаётся недостаточной. Особый интерес представляет возможность детализации изучения сакмарского яруса, поскольку именно на юго-восточном погружении Южно-Татарского свода в отложениях яруса обнаружены залежи нефти. Литолого-фациальный состав отложений сакмарского яруса в этом районе исключает возможность установления фузулинидовых зон. В этой связи представляется перспективной методика стратификации толщ яруса по изменению комплексов “мелких” фораминифер, предложенная в работе Т.К. Замилацкой (1969). Всего территорию Урало-Поволжья, начиная от стратотипических разрезов предуральского прогиба по фауне фораминифер она подразделила на пять районов. Описываемая в диссертации территория Т.К. Замилацкой включена в третий район. Для него в частности Т.К. Замилацкая приводит, что комплекс “мелких” фораминифер тастубского горизонта обильный, но на 40% состоит из гломоспир, затем по частоте встречаемости стоят толипаммины, лагениды проходят по всему разрезу яруса, а в 15-20 м от подошвы тастубского горизонта развит маркирующий горизонт – слой псевдоэндотир. В целом подошва тастубского горизонта проводится по появлению массовых гломоспир при исчезновении крупных фузулинид и шубертелл.

Стерлитамакский горизонт выделяется по преобладанию псевдоэндотир и глобивальвулин; здесь же много брэдиин. Сама граница тастубского и стерлитамакского горизонтов проводится по смене комплексов мелких фораминифер с многочисленными астреевидными кораллами.

Граница сакмарского и артинского ярусов проводится в этом, третьем районе, по смене глобивальвулино-псевдоэндотирового комплекса угнетённым гломоспировым с характерными миллиоными гломоспирами. Применение методики основано на изучении простых шлифов, изготавливаемых при исследовании любого разреза, в то время как определение фузулинид требует изготовления ориентированных дорогостоящих шлифов. Имеющийся и сохранившийся керн структурно-поисковых скважин, кроме того, должен быть использован для выделения фауны конодонтов из карбонатных толщ – известняков и доломитов. Именно по этой группе получены хорошие результаты по зональному расчленению

нижнепермских отложений в прибортовых разрезах Прикаспийской впадины /В.С.Губарева, 2003/.

Выделение двух нефтеносных горизонтов в кунгурских отложениях прилежащих районов Самарской области – Kq_1 , и Kq_2 не снимает вопроса о детализации расчленения разрезов их и в исследуемом районе. Специальные исследования Б.И. Близеева с целью установления калиенности толщ кунгура, основанные на детальной корреляции многих сотен скважин позволили общим образом охарактеризовать филипповский горизонт как глинисто-доломитовые и ангдрито-глинисто-доломитовые образования мощностью до 40м. Нижнеиренская толща по восточным и юго-восточным склонам Южно-Татарского свода слагается чередованием карбонатных, глинисто-карбонатных и гипсо-ангидритовых пород мощностью до 45-60м. По направлению к центральной части Южно-Татарского свода происходит постепенное замещение ангидритов доломитами. Нижнелуневские слои, как правило, толща ангидритов с выдержанными прослоями доломитов; такой же характер сохраняет и верхнелуневские слои, которые только, южнее включают пласты каменной соли (установленные по керну).

По восстанавливаемым палеобиогеографическим условиям и по данным гамма-каротажа допускается возможность осаждения каменных солей в верхнелуневское время в тектонически-активных зонах юго-восточной окраины Русской платформы.

Особый интерес вызывает тот факт, что формирование толщ кунгурского яруса протекало в условиях аридного литогенеза в зоне приближённой к крупному солеродному бассейну. При этом по данным ряда исследований независимо от генезиса карбонатная стадия сгущения сменяется вначале сульфатной, а затем галитовой. При этом на очередных этапах возникают условия для совместной садки карбонатов и сульфатов, сульфатов и галитов. И в обоих случаях происходит формирование промежуточных толщ, обладающих признаками предыдущего и последующего литотипов. Именно этими генетическими условиями формирования пород объясняется возможность развития в разрезах толщ-коллекторов, промежуточных толщ и толщ-покрышек /В.Д.Ильин и др. 1981,1982./.

Неоднократно, к вопросу стратиграфо-палентологических исследований нижнепермских отложений обращались в 40-60-е годы прошлого столетия при проведении поисково-разведочных работ на нефть. Параллельно проводились биостратиграфические исследования. Породы нижней перми РТ сложены преимущественно доломитами, в различной степени загипсованными, и ископаемая фауна здесь либо выщелочена, либо замещена гипсом. Это затрудняло определение возраста отложений и расчленение нижнего отдела перми по фаунистическим данным. Чаще всего расчленение этого интервала разреза носило условный характер и проводилось в основном по геофизическим данным. Основным маркирующим горизонтом нижней перми является подошва сакмарского яруса (кровля ассельского яруса). В соседней Республике Башкортостан к

отложениям сакмарского и артинского ярусов приурочен ряд месторождений углеводородов, которые в настоящее время разрабатываются. Условное расчленение нижнепермских отложений РТ, вызванное слабой стратиграфической изученностью отложений привело к тому, что поиски углеводородного сырья велись без точной стратиграфической привязки.

Глубина скважин при структурном бурении составляла 200-400 м. Этого достаточно для того, чтобы вскрыть полностью нижнепермские отложения в центральных частях РТ. В восточном направлении происходит увеличение мощности отложений раннепермского возраста, и они располагаются уже на значительной глубине. Поэтому, часть отложений нижней перми востока и юго-востока РТ оказалась недостаточно изученной с биостратиграфических позиций.

Со временем стратиграфические методы постоянно совершенствуются, в практику вводятся новые методы изучения и новые группы фауны (Г.М.Сунгатуллина, 2003). Так, в последнее время во всем мире для детальной стратиграфии и корреляции палеозойских отложений очень широко используются конодонты. Конодонты – это сравнительно новая группа микрофаунистических остатков, устойчивых к различным постседиментационным процессам (они хорошо сохраняются в доломитизированных и загипсованных породах благодаря фосфатному составу). Несомненными достоинствами этой группы фауны являются также быстрая смена видов по вертикали, их широкое распространение и малые размеры, позволяющие изучать их из керна скважин. В ряде случаев фаунистические данные позволяют выделить и проследить перерывы, которые литологически не всегда четко выражены. Существует методика, позволяющая по окраске конодонтов (или степени углефикации органического вещества) определять температуру прогрева вмещающих пород, что также может оказать помощь при проведении поисковых работ на углеводороды. Раннепермские конодонты известны из морских отложений западного склона Урала, Донбасса, Самарской Луки, Прикаспийской впадины. В ряде регионов по ним созданы зональные конодонтовые шкалы. Однако для нижнепермских отложений РТ эта группа фауны является наименее изученной. Это связано с тем, что в годы проведения структурного бурения конодонты не использовались в стратиграфии (широкое применение конодонтов в биостратиграфии началось в 70–80 годы прошлого столетия). Последующее изучение конодонтов было затруднено из-за отсутствия kernового материала из нижнепермских отложений.

Изучение конодонтов из нижней части ассельского яруса Приказанского района (скважина Моркваша-1) позволило выделить комплекс, характерный для конодонтовой зоны *Streptognathodus cristellaris* ассельского яруса Южного Урала. На Северо-Татарском своде в нижней части ассельских отложений встречен вид *Adetognathus paralautus* Orchard, характерный для отложений нижней перми других регионов. В пределах всего Среднего Поволжья по конодонтам четко фиксируется кровля гжельского яруса. Она определяется массовым присутствием вида

Streptognathodus wabaunsensis Gunnell, являющего индекс-видом одноименной зоны верхней части гжельского яруса Южного Урала.

Дальнейшее изучение нижнепермских отложений РТ, в частности юго-восточных районов, возможно, позволит получить ответы на нерешенные вопросы стратиграфии нижней перми. К таковым относятся: проведение нижней границы пермских отложений, биостратиграфическое расчленение и корреляция с уточнением региональной стратиграфической схемы. Решение этих вопросов может способствовать целенаправленному проведению поисково-разведочных работ на углеводородное сырье с точной стратификацией изучаемого интервала разреза. Для этого предполагается использовать комплексный биостратиграфический анализ, включающий изучение конодонтов, фораминифер, брахиопод, кораллов и других групп фауны.

Необходимо решение следующих конкретных задач:

Проведение комплексного опробования разрезов нижней перми с целью обнаружения в породах макрофаунистических (брахиоподы, кораллы, пеллециподы, гастроподы и др.) и микрофаунистических (конодонты, фораминиферы) остатков.

Дать комплексную фаунистическую характеристику и биостратиграфическое обоснование мелких стратиграфических подразделений нижней перми с возможным зональным (по конодонтам и фораминиферам) расчленением отдельных стратонавов.

Корреляция выделенных подразделений с унифицированной стратиграфической схемой нижнепермских отложений, а также с одновозрастными отложениями сопредельных территорий.

На кафедре исторической геологии КГУ имеется (Г.М.Сунгатуллина, 2003) палеонтологическая лаборатория по изучению макро- и микрофауны, снабженная современным оборудованием для их препарирования различными методами. В результате многолетнего изучения фауны из отложений нижней перми Восточно-Европейской платформы и Урала собраны эталонные коллекции по основным стратотипическим разрезам, которые позволят существенно облегчить стратификацию разрезов.

5.2. Петрографические исследования

Среди методов изучения петрофизических и геохимических свойств терригенных и карбонатных пород в настоящее время эффективно применяются (Г.Р.Булка, 2003) методы основанные, на исследовании явлений электронного парамагнитного и ядерного магнитного резонанса, геохимических исследований минералов и статистической обработки полученных экспериментальных данных.

5.2.1. Ядерно-магнитный резонанс

Методы ядерного магнитного резонанса (ЯМР) и электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) получили широкое применение в современной геологии. В нефтяной геологии при изучении емкостно-

фильтрационных параметров успешно используются импульсные методы ЯМР. Разработанные теория и аппаратура ЯМР дают уникальную возможность изучения в керне остаточной нефтенасыщенности, общей и закрытой пористости, свободной и связанной воды терригенных и карбонатных коллекторов. Имеются примеры применения ЯМР метода для создания моделей вытеснения нефти из коллектора композитами кислот и ПАВ, оценки фильности порового пространства к углеводородам, воде и химическим реагентам. Среди методов анализа поверхностных центров и ОВ наиболее предпочтительным является метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

На рис.5.1 сопоставлены результаты определения пористости, битумонасыщенности и остаточной водонасыщенности образцов коллекторов битума уфимских отложений Республики Татарстан, полученные методом протонного магнитного резонанса и по стандартной методике. Зависимости параметров, измеренных этими методами, от глубины отбора образцов практически совпадают. Связь результатов измерений методом ЯМР и экстракции имеет коэффициент корреляции не менее 0,94. При этом метод ЯМР обладает рядом преимуществ:

1. Он позволяет измерять параметры без предварительной экстракции. Известно, экстракция тяжелых нефтей при помощи растворителей является длительным процессом.

2. Часто образцы рыхлых горных пород, сцементированных самим битумом, после экстракции битума рассыпаются, что не позволяет определять их емкостно-фильтрационные параметры. Метод ЯМР в этом случае является незаменимым при изучении неэкстрагированных образцов.

3. Одним из основных преимуществ метода ЯМР является его экономическая эффективность: ЯМР релаксометр относится к энергосберегающим приборам и значительно сокращает время измерения параметра. Определение битумонасыщенности занимает только несколько минут времени, в то время процесс экстракции длится несколько месяцев.

4. Метод ЯМР легко позволяет установить гидрофильные и гидрофобные разрезы скважин горных пород.

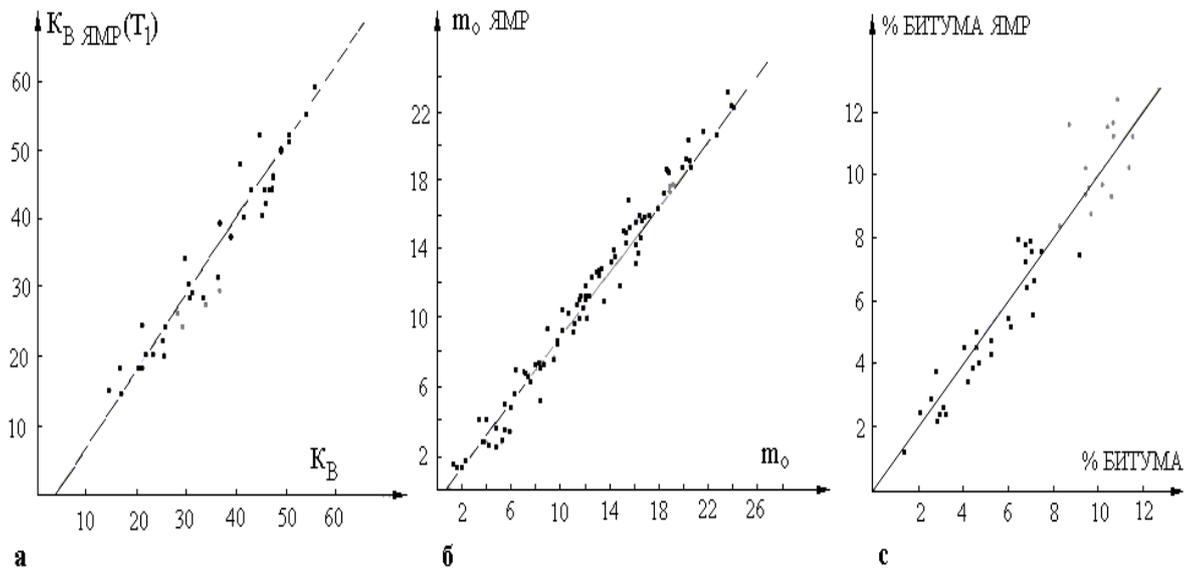


Рис. 5.1. Сопоставление ЯМР определений петрофизических параметров битумонасыщенных коллекторов уфимского возраста со стандартными лабораторными методами (Г.Р.Булка, 2003):

а) остаточной водонасыщенности по данным центрифугирования; б) пористости (весовой метод); в) битумонасыщенности (экстракция).

Релаксационные характеристики воды в поровом пространстве горной породы зависят от ряда параметров порового пространства, в том числе и от проницаемости. В зависимости от показателей системы пор вода может быть дифференцирована по степени ее подвижности. Доля воды и ее время релаксации, соответствующей системе пор с данной проницаемостью, достаточно быстро и надежно измеряется по ходу релаксации суммарной воды в поровом пространстве изучаемого образца.

По ходу релаксационного процесса воды метод ЯМР позволяет определить средний размер пор в образцах горных пород. Возможно определение коэффициент капилляропроводности экстрагированных и неэкстрагированных образцов.

Изучение горных пород методом ЭПР основывается (Г.Р.Булка, 2003) на выделении минерало-геохимических характеристик горных пород, слагающих толщу, по сигналам ЭПР изоморфных примесей, радиационных дефектов в минеральных составляющих, и свободных радикалов рассеянного органического вещества (РОВ). Парамагнетизм коллекторов в области развития водонефтяных залежей является сложной функцией вовлечения исходной минеральной составляющей и рассеянного органического остатка в процессы формирования нефтяной залежи и физико-химического преобразования нефти при участии подошвенных и краевых вод (рис. 5.2). По температурному интервалу образования свободных радикалов, по ширине линий поглощения и резонансному значению внешнего магнитного поля выделяется три типа органического вещества.

По интенсивности свободных радикалов выделяются древние и современные области ВНК.

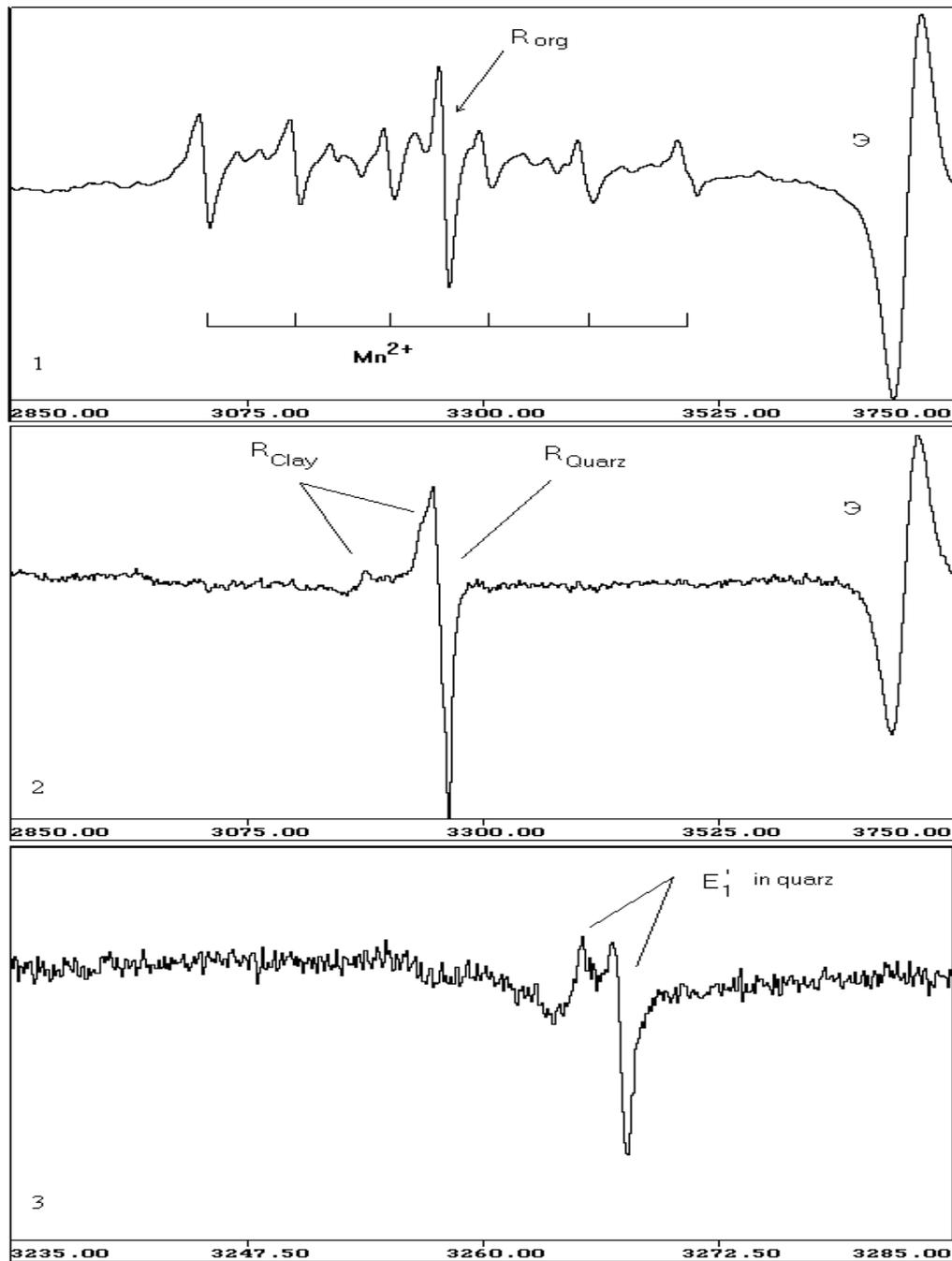


Рис. 5.2 Спектры ЭПР терригенных коллекторов с различным типом цемента (Г.Р.Булка, 2003):

окно 1 – песчаник с карбонатным цементом и РОВ (R_{org}),

окно 2 – песчаник с глинистым цементом и РОВ (R_{Quarz}),

окно 3 – песчаник с кварцевым цементом,

Э – сигнал эталона.

Наличие гидродинамических экранов и ВНК характеризуют спектры 1 и 2; присутствие трудно извлекаемых битумов характеризуют спектры 2 и 3.

5.2.2. Электронно-парамагнитный резонанс

В период 1985-1990 годов в Казанском университете под руководством заслуженного деятеля науки РФ профессора Винокурова В.М. разработаны методики корреляции разновозрастных отложений (особенно “немых” в палеонтологическом отношении) на основе изучения парамагнитных свойств горных пород с использованием техники электронного парамагнитного резонанса. Методика базируется (Г.Р.Булка, 2003) на том, что метаморфическое преобразование карбонатных пород, погребенной органики и эпибитумоидов при колебаниях базиса эрозии и уровня водонефтяного контакта приводит к изменению состояния органического и минерального вещества пород, которые легко устанавливаются в ЭПР исследованиях. Этим методом выявляется ритмичность появления в разрезе новых минеральных фаций, отличающихся по уровню окисления органики, состояния валентности ионов группы железа и стойкости к фоновому радиационному облучению. В месторождениях тяжелых нефтей и битумов, в частности, фиксируются методом ЭПР зоны древних и современных ВНК, покрышки и экраны в толще нефтяной (битумной) залежи. Методика опробована на керновом материале более чем 45 скважин залежей битумов и тяжелых нефтей в отложениях уфимского, каширского, верейского, башкирского и турнейского возраста Мелекесской депрессии: Покровское, Олимпиадовское, Ашальчинское, Степноозерское, Демкинское, Онбийское месторождения на площади более 1000 км². Предварительные исследования пород из скважин Надвигового профиля и Николашкинской площади, которые будут приведены ниже, позволяют считать предлагаемую методику эффективной и для изучения битумоносности нижнепермских отложений юго-востока РТ.

Методика изучения седиментационных и метаморфогенных последовательностей с применением техники ЭПР основывается на выделении геохимических характеристик минералов и органики, слагающих толщу и чувствительных к условиям перекристаллизации минералов коллектора мигрирующими углеводородами, по специфическим сигналам ЭПР (рис. 5.3):

1. сигналы ЭПР ионов – примесей Mn^{2+} , Fe^{3+} карбонатов;
2. возникающие в поле естественной радиации залежи сигналы ЭПР сульфатных анионов SO_3^- , SO_2^- ;
3. сигналы ЭПР кислородных вакансий обломочного и новообразованного кварца;
4. сигналы ЭПР свободных радикалов сингенетичной органики и окисленных эпибитумов.

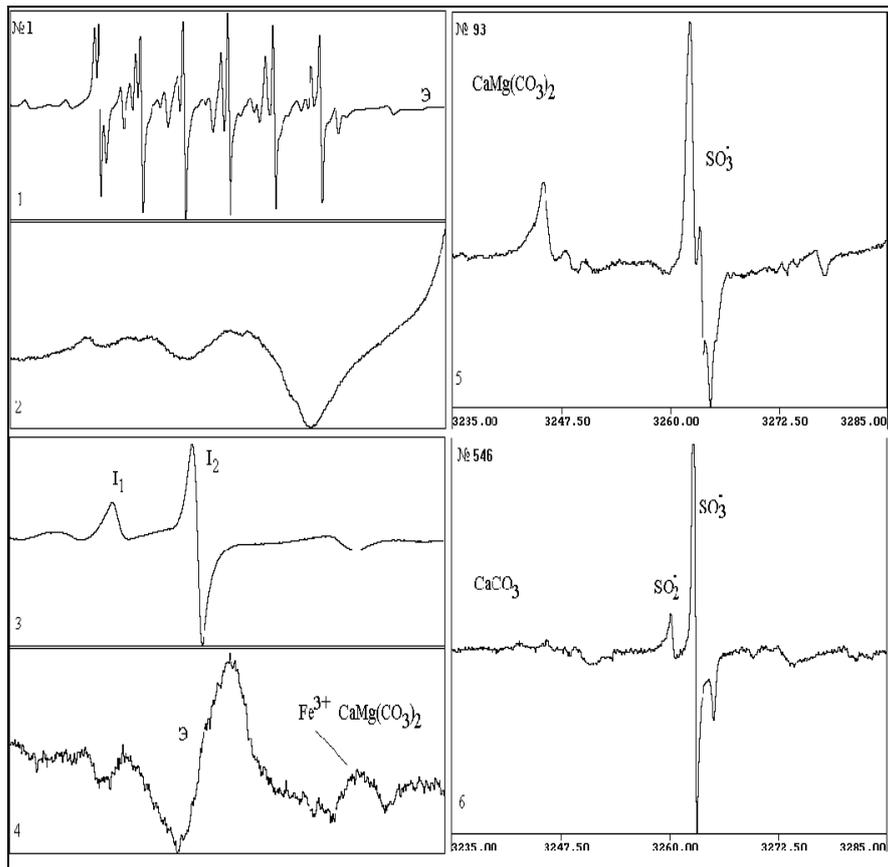


Рис. 5.3 Характерные спектры ЭПР иона Mn^{2+} и Fe^{3+} в доломите обр. № 1 глубина отбора 232,2м (окно 1-4); сульфатные ион-радикалы в ангидрите обр. № 93 глубина отбора 250,3м (окно 5), в карбонате обр. №546 глубина отбора 368м (окно 6). Окно 1- Спектр ЭПР иона Mn^{2+} доломита (интервал записи 0.285 Тл -0.375 Тл). Окно 2 - Спектр ЭПР доломита не содержащего НОВ и эпигенетических битумов (интервал записи 0.321 Тл - 0.331Тл). Окно 3 – Спектр ЭПР сильнополевой линии доломита: I_1 - Mn^{2+} от Mg позиции доломита, I_2 - Mn^{2+} от Ca позиции доломита (интервал записи 0.285 Тл -0.375 Тл). Окно 4 – спектр ЭПР ионов Fe^{3+} от Mg позиции доломита и в эталоне - Э (интервал записи 0.041 Тл -0.063 Тл). Окна 5,6 – спектры ЭПР серосодержащих ион-радикалов доломита и кальцита (интервал записи 0.3235Тл -0.3285 Тл)

По этим сигналам ЭПР проводится разбраковка карбонатного коллектора на известняки, доломиты и гибридные породы; анализируемый керн делится в отношении коллектор-покрышка и выделяются интервалы, образованные перекристаллизацией карбонатов мигрирующими углеводородами и подошвенными водами. Наличие сингенетичных битумоидов и метаморфизованных (неподвижных) эпигенетичных битумоидов определяются при 350° и 600°С термоактивации нефтяного керна, где подвижные битумоиды характеризуются интенсивным сигналом карбонизованных нефтяных остатков только при 350° термолизе.

Сопоставление данных об этих геохимических характеристиках позволяет заключить:

1. Распределение ЭПР параметра Fe^{3+} (изоморфного окисного железа) в структуре карбонатов антикоррелированы с кривой ПС. Основную нагрузку в значение Fe^{3+} параметра вносит доломитовая составляющая породы (Николашкинская пл., рис. 5.4). Отметим, что само появление в составе карбонатных минералов изоморфных ионов Fe^{3+} свидетельствует о преимущественно кислородном режиме интерстициальных вод бассейна седиментации и диагенеза осадка. Максимумы содержания окисного железа приходятся на интервал 260-280 м кунгурской последовательности, в котором доломиты глинистые перекрываются терригенно-доломитовой пачкой, с незначительной примесью известкового материала и интервал 340 – 345 м зоны несогласия артинских и сакмарских отложений. По сути, окисное железо в доломитах этих интервалов маркирует породы, преобразованные эрозионными процессами.

2. Распределение параметра Mn^{2+} (изоморфный марганец в структуре карбонатов) отражает изменение состава осадков, связанных с привносом в палеобассейн терригенной составляющей уральских герцинид. Начальный этап обогащения карбонатных осадков Mn^{2+} начинается в самом конце сакмарского времени, но основной привнос элемента начинается с наступлением кунгурского века (Николашкинская пл.) и даже в конце сакмарского (Надвиговый профиль Бавлинской пл., рис. 5.5). Важно, что низы сакмарских отложений Бавлинской площади содержат, по данным ЭПР, прослой известняков, мощностью до трех - пяти метров, которые потенциально могут быть нефтеносны.

3. Распределение параметра α (соотношение изоморфного марганца в позициях Mg и Ca доломитовой структуры) ожидаемы из истории становления осадка в породе. Вниз по разрезу увеличение параметра α (степень стехиометричности доломитов) от артинских к сакмарским отложениям характеризует регрессивный цикл карбонатного осадконакопления (Бавлинская площадь). Прорывы в бассейн осолоненных морских вод приводит к образованию стехиометрических доломитов и накоплению Mn^{2+} в Mg позициях структуры породообразующих доломитов. Аналогичные процессы имели место и в кунгурский век (подошва терригенно - доломитовой пачки Николашкинской площади). Интервалы с повышенными значениями α могут быть отнесены (Г.Р.Булка, 2003) только к породам покрывкам и бесперспективны с точки зрения нефтеносности. Само увеличение параметра α в кунгурских и артинских слоях, по-видимому, связаны и с частичным опреснением бассейна. Именно в этих обстановках возможно накопление в доломитах изоморфного окисного железа и, соответственно, образование прослоев с повышенной радиоактивностью, что подтверждается данными ГК.

4. Радикалы радиационной природы SO_3^- , SO_2^- интересны тем, что свидетельствуют о существенных различиях в становлении пород сакмарского и кунгурского возраста Николашкинской площади. По данным ЭПР становление кунгурских толщ проходило в слабо восстановительных

условиях, так как кристаллизация доломитов приводила к захвату сульфит-ионов, когда в сакмарское время равновесие сульфат-сульфид было смещено вправо. Отсутствие сигналов этих радиационных ион-радикалов в породах артинского яруса в этой связи свидетельствует об образовании доломитов в палеобассейнах, где наиболее устойчивым является сульфат ион, то есть при нормальном кислородном режиме интерстициальных и наддонных вод.

5. Дополнительные термо-активационные исследования выявили в породах интервалы, обогащенные хромом. В артинских и кунгурских доломитах хром является характерным элементом.

6. Присутствие окисленной органики устанавливается практически в пределах всей толщи пород, но наибольшие концентрации имеют место в теригенно – доломитовой пачке Николашкинской площади и породах зон перерывов сакмарско–артинско–кунгурской последовательности. Для Бавлинской площади эти сигналы прослеживаются в пределах всего сакмара, но максимума они достигают в кровле сакмарских и сокращенной толще артинских доломитов

Параметр альфа определяется как отношение концентраций Mn^{2+} в Mg позициях доломита к концентрации Mn^{2+} в Ca позициях доломита.

Таким образом, как и в случае пестроцветных отложений уфимского возраста анализ распределения ЭПР параметров может быть применен для целей корреляционного анализа бедных по фаунистическим остаткам карбонатных толщ. Наиболее перспективными с точки зрения нефтеносности в проведенных экспериментальных исследованиях являются породы, покрывающей для которых по данным ЭПР в разрезах Николашкинской площади являются интервалы, где отсутствуют сигналы ЭПР изоморфных примесей Fe^{3+} и Mn^{2+} и граница сакмаро-артинских отложений. Последний интервал перспективен и на Бавлинской площади, где перспективны интервалы и существенно известковых пород нижнего сакмара (Бавлы).

Ограниченный объем и длительность хранения кернового материала (скважины Надвигового профиля были пробурены более 30 лет тому назад), достоверный анализ состояния органического вещества в отношении сингенетичная органика – окисленные эпибитумы предлполагает получение свежего кернового материала из зон перерыва сакмаро – артинско – кунгурских последовательностей и известковых пород нижнего сакмара. Этот материал должен позволить провести исследования с детальностью 0.2-0.5 м в 10 – 15 скважинах, расположенных в южном направлении от Надвигового профиля до границ с Башкортостаном

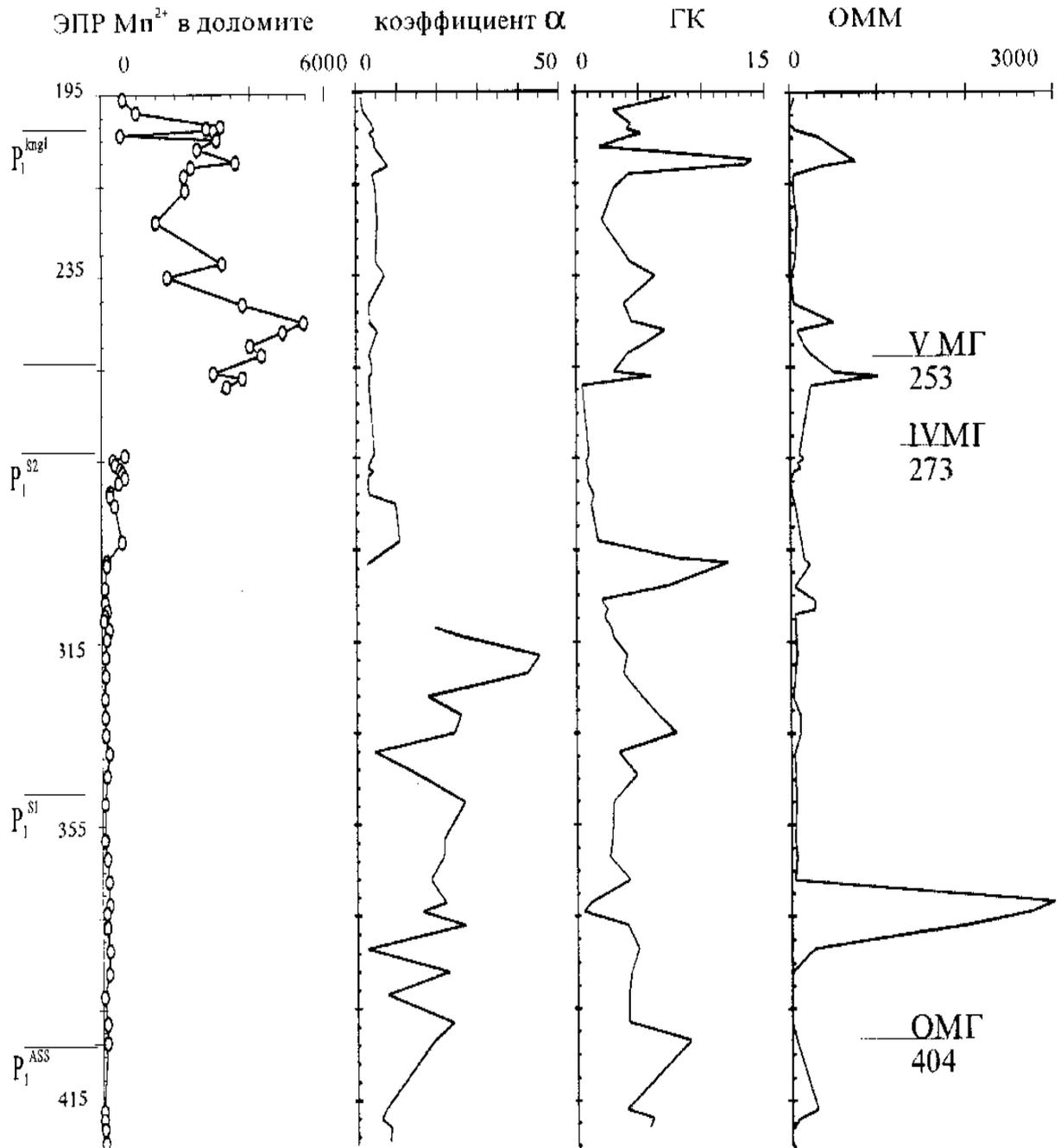


Рис. 5.4 Совместное распределение параметров ГИС, концентраций Mn^{2+} , Fe^{3+} и параметра α в доломитах ЭПР по разрезу скв. № 1 Николашкинской площади. (Г.Р.Булка, 2003).

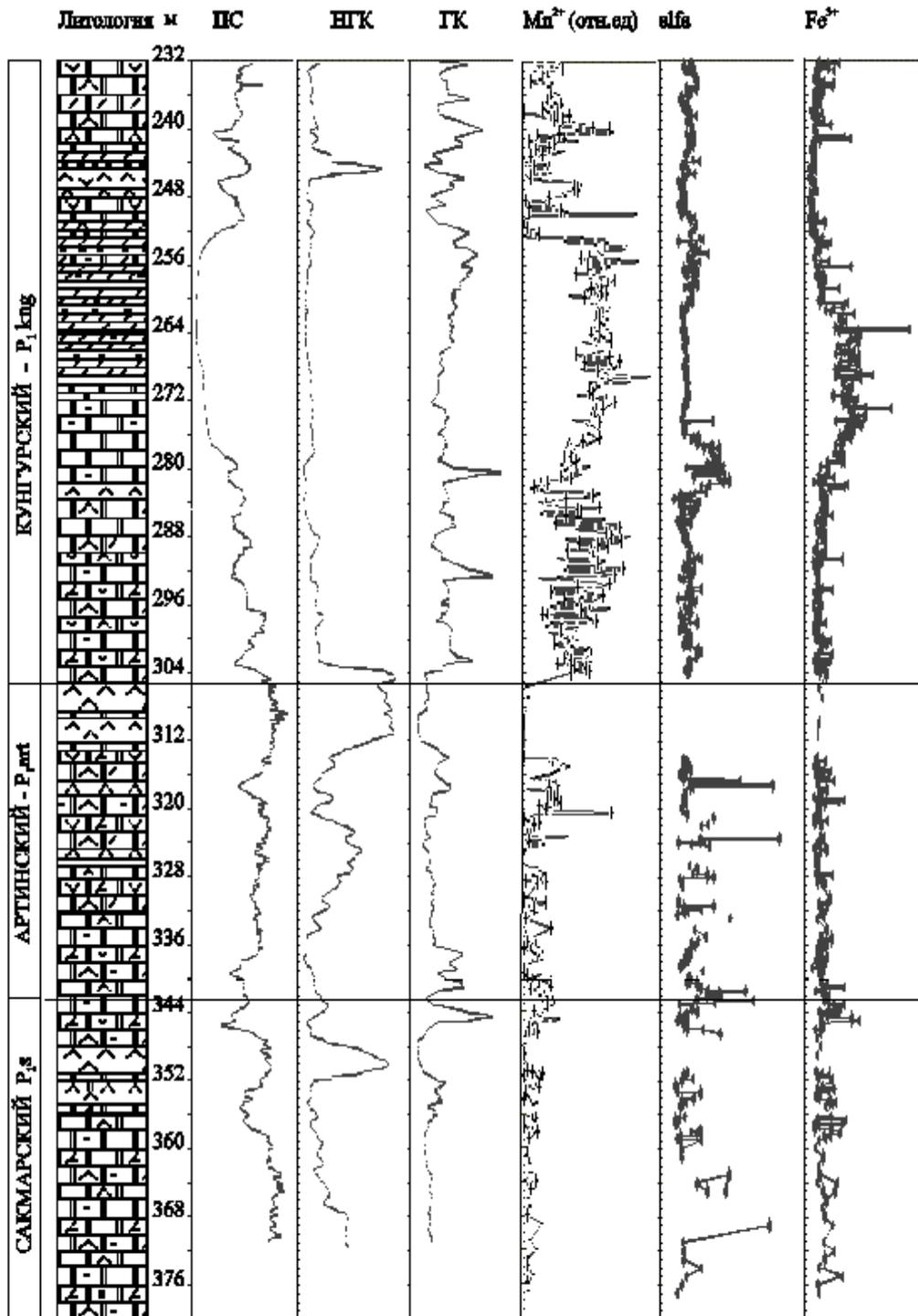


Рис. 5.5 Распределение параметров ГИС и ЭПР по разрезу скв. №1 Николашкинской площади. (Г.Р.Булка, 2003).

5.3. Геохимические исследования

Одна из причин высокой стоимости буровых работ кроется в отсутствии четких и легко определяемых стратиграфических границ, что порой приводит к значительному перебурированию. Особенно остро эта проблема стоит для формирующихся в условиях деградирующих бассейнов карбонатных и сульфатно-карбонатных толщ, стратиграфическое расчленение и корректное сопоставление которых традиционными палеонтологическими методами затруднено в силу угнетенности или отсутствия ископаемой фауны.

Трудности применения палеонтологического подхода могут быть в определенной мере компенсированы (Р.Р.Хасанов, 2003) методологически - привлечением доступных и дешевых методов лабораторных исследований, традиционно не используемых для решения стратиграфических задач. Одним из таких методов является широко известный атомно-эмиссионный спектральный анализ, выбор которого обоснован ниже.

В 60-е 70-е годы основным методом подготовки объектов под глубокое поисково-разведочное бурение на нефть в Татарстане было структурное бурение. К настоящему времени в республике пробурено свыше 20000 таких скважин. Долгое время основным маркирующим горизонтом (ОМГ) считался репер в кровле ассельские яруса с характерным для него довольно бедным и однообразным набором угнетенных фаунистических остатков и увеличенной ролью отложений сульфатной седиментации. Однако, к концу семидесятых годов при разбурировании восточного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода в ряде мест обнаружился размыв кровли этих отложений, что поставило под сомнение правильность стратиграфического расчленения здесь не только ассельских, но и сакмарских, артинских и кунгурских отложений. Поэтому, за основной маркирующий горизонт в РТ повсеместно принят репер S_{3a} - кровля каменноугольных пород. Но на юго-востоке республики он залегает на значительных глубинах (450-600 и более метров) и в большинстве скважин, пробуренных прежде, не вскрыт. Другой особенностью, затрудняющей стратиграфическое расчленение сульфатно-карбонатной толщи нижней перми и соликамского горизонта (уфимский ярус) верхнего отдела, является низкое качество геофизического каротажа скважин, пробуренных в 40-50-е годы.

Как видно из вышеизложенного обзора, отложения большинства рассматриваемых стратиграфических подразделений сложены одними и теми же типами горных пород - известняками, доломитами, ангидритами и гипсами. Согласно существующим представлениям /В.Г.Кузнецов, 2000/ большая часть сульфатно-карбонатных пород образовалась биохимическим путем в результате жизнедеятельности микробиальной массы, определявшей геохимическую обстановку среды осадконакопления и, как следствие, геохимические особенности выпадающих сульфатно-карбонатных осадков. Преимущественно хемогенное происхождение рассматриваемых горных пород подтверждается также результатами ЭПР-исследований

/Ф.А.Муравьев и др., 1998/, показывающими крайне низкое содержание в них органической составляющей. Постепенная деградация бассейна приводила к последовательной смене обстановок и соответственно геохимических особенностей пород, что выражается прежде всего в изменении концентраций и соотношений микроэлементов. Поэтому в качестве критерия разбраковки для стратиграфического расчленения предлагается (Р.Р.Хасанов, 2003) показатель – геохимические особенности изучаемых пород.

Для геохимической характеристики породных комплексов использованы результаты приближенно-количественного спектрального анализа (ПКСА). Выбор ПКСА обусловлен его распространенностью и широкими возможностями, которые для решения практических геологических задач (особенно в сочетании с методами математической статистики) еще далеко не исчерпаны. Метод позволяет произвести приближенно-количественное определение до 40-50 элементов сразу, его стоимость в пост советские годы не превышала 1-1,5 \$ США, спектральными лабораториями оснащены многие геологоразведочные организации.

Изучены 115 проб пород по разрезу скважин № 1 Николашкинской площади и № 9п Бавлинской площади (скв. № 1 - 48 проб, скв. 9п - 67 проб). Данные обработаны отдельно для каждого литологического типа с учетом стратиграфической приуроченности образца (кунгурский, артинский, сакмарский и ассельский ярус). Главные типы пород в разрезе рассматриваемых скважин - глины, ангидриты, гипсы, мергели, доломиты и известняки. Оценка распределения микроэлементов в породах производилась путем расчета стандартных геохимических параметров - среднее содержание, дисперсия, стандартное отклонение, коэффициент вариации, точность определения среднего, минимально-аномальные значения. Проверка типа распределения рассеянных элементов показала их соответствие при малых выборках логарифмически нормальному закону, что согласуется с известными выводами о характере распределения химических элементов в горных породах.

Для выявления количественных характеристик различия групп образцов, сформированных по стратиграфическому критерию, и разбраковки образцов согласно выработанным признакам в ту или иную группу использовался дискриминантный анализ. Предлагаемый подход был успешно апробирован в процессе изучения верхнепермских отложений, характеризующихся на территории республики частой фациальной сменяемостью /Khassanov, Novikov, 1997/. Другое название этой группы методов – обучение с учителем. С точки зрения математической статистики данная группа методов представляет из себя вариант дискриминантного анализа, а именно, метод простых дискриминантных функций Фишера. Согласно этому методу для каждого класса вычисляется дискриминантная функция:

$$f_i = a_{i0} + a_{i1}X_1 + a_{i2}X_2 + \dots + a_{ik}X_k,$$

где i - номер группы, X_j – наблюдаемые показатели (например, концентрации элементов в пробе), $i=1,2,\dots,m$, m – количество групп. При классификации образец признается принадлежащим к той группе, для которой значение f_i максимально.

Переменные представляют собой содержания микроэлементов в пробах. В качестве переменной для группировки использовался возраст анализируемых пород.

Результаты дискриминантного анализа приведены в виде матрицы классификации, отражающей дискриминантную силу выбранных переменных. В этой матрице содержатся частоты случаев, когда образцы, принадлежащие одной группе, классифицируются как принадлежащие другим группам. Строки этой матрицы соответствуют фактически наблюдаемому типу, а столбцы - типу, назначенному при классификации.

Следует иметь в виду, что матрица классификации дает “приукрашенные” результаты, поскольку классифицируются именно те образцы, по которым происходит “обучение” (вычисление коэффициентов дискриминантных функций). Более объективную картину дает (Р.Р.Хасанов, 2003) так называемая кросс-классификационная матрица. Для ее вычисления используется следующий алгоритм. Примерно четвертая часть образцов удерживается от участия в дискриминантном анализе и затем класс, к которому они принадлежат, предсказывается с помощью алгоритма классификации, и рассчитывается количество образцов каждого типа, классифицированных в соответствующие группы. Затем удерживается другая четверть образцов и также классифицируется, и так далее, пока каждый из образцов не будет предсказан по алгоритму классификации, настроенному по “посторонним” образцам.

Обработка данных спектрального анализа по каждому типу породы в отдельности показала, что их геохимические свойства различны и неодинаковы по разрезу, что позволяет отбивать стратиграфические границы на основе геохимических данных и идентифицировать разновозрастные (правильно одно-фациальные) толщи при сопоставлении разрезов различных скважин. Наиболее эффективные результаты наблюдаются у доломитов, образующихся в широком спектре фаций и количественно доминирующих в разрезах рассматриваемых скважин. Это наглядно продемонстрировано в табл. 5.1, где представлены результаты классификации образцов доломитов (строки соответствуют фактическому возрасту породы, столбцы - выработанному согласно алгоритму).

Таблица 5.1

Матрица классификации

Скв. № 1				Скв. № 9п			
	kn	art	s		Kn	s	ass
g	g			g			
kn	5	0	0	kng	19	0	1
art	0	5	0	s	0	27	6
s	0	0	9	ass	0	0	5

Обозначения: kng- кунгурский ярус, art - артинский ярус, s - сакмарский ярус, ass - ассельский ярус

Для наглядности результаты классификации показаны на диаграмме (рис. 5.6) На диаграмме левые столбцы соответствуют правильно классифицированным образцам, а правые - ошибочным. Образцы ассельского возраста были правильно классифицированы в 100 % случаях.

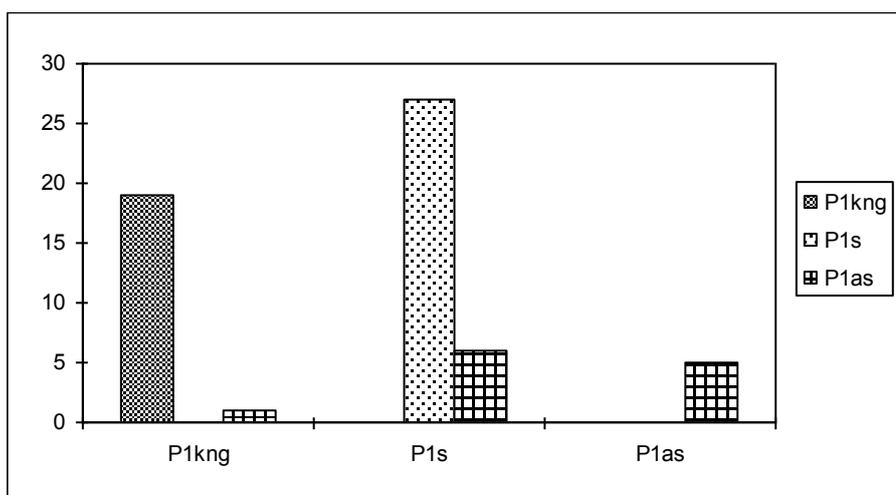


Рис. 5.6 Диаграмма классификации доломитов в скв. 9п Бавлинской площади. (Р.Р.Хасанов, 2003).

(P_{1kng} – кунгурские, P_{1as} – ассельские, P_{1s} – сакмарские)

Для оценки достоверности рассмотренных здесь геохимических критериев и их прогностических возможностей применен метод кросс-проверки, широко используемый в различных статистических задачах, особенно в многомерном регрессионном анализе. Работа данного метода определяется способом разделения всех образцов на непересекающиеся группы, удерживаемые от расчетов на каждом этапе. Результаты работы метода кросс-проверки для тех же образцов приводятся в табл. 5.2. В этой таблице, так же как и в матрице классификации, строки составлены

образцами пород соответствующего возраста, столбцы - образцами, классифицированными в соответствующий класс.

Таблица 5.2

Матрица кросс-классификации

Скв. № 1			
	k	art	s
ng			
kn	3	2	0
art	2	1	2
s	3	4	2
V-статистика Рао 1565.547747 Число наблюдений 19			

Скв. № 9П			
	kn	s	ass
g			
kn	13	5	2
s	1	2	10
ass	0	4	1
V-статистика Рао 139.062061 Число наблюдений 58			

Обозначения: knг- кунгурский ярус, art - артинский ярус, s - сакмарский ярус, ass - ассельский ярус

Как видим, результаты классификации доломитов по выбранным переменным в обычной матрице классификации выглядят более удачными (табл. 5.2), чем при кросс-классификации. Вместе с тем следует иметь в виду, что настройка алгоритма при кросс-классификации происходит по меньшему числу образцов (примерно 3/4 всех образцов), вследствие чего качество классификации может снизиться.

Геохимическое разнообразие доломитов подтверждается также результатами факторного анализа (рис. 5.7) спектральных данных. На графике наглядно видно, что фигуративные точки, соответствующие разновозрастным доломитам, концентрируются в обособленных полях по возрастному признаку.



Рис. 5.7 Результаты факторного анализа спектральных данных доломитов скважины № 1 Николашкинской площади. (Р.Р.Хасанов, 2003).
(x – кунгурские, o- артинские, + -сакмарские)

Однотипные породы (особенно доломиты), принадлежащие различным стратиграфическим уровням, характеризуются различием геохимических свойств.

Различие геохимических свойств пород можно использовать для выделения геохимических фаций и расчленения на их основе “немых” карбонатных толщ нижней перми.

Результаты геохимических исследований служат для выдачи рекомендаций по выделению маркирующих горизонтов при поисково-разведочном бурении на природные битумы, высоковязкие нефти и другие полезные ископаемые в нижнепермских отложениях Татарстана.

5.4. ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА

Решение основных геологических задач – изучение разреза, поиски и разведка полезных ископаемых и др. - базируется на значительных объемах привлекаемой информации. Достоверные сведения об интересующем объекте могут быть получены с помощью эффективных средств геофизической разведки. Выделяются два основных направления: геофизические исследования скважин и полевые – наземные и аэрогеофизические наблюдения.

5.4.1. Геофизические исследования скважин

Сложность при расчленении разреза нижнепермских отложений, выделении пластов-коллекторов и, особенно, оценке характера их насыщения представляет (Г.Е.Яковлев, 2003) наличие интенсивной сульфатизации, особенно в сакмарском и артинском ярусах.

Сульфаты – гипс и ангидрит – являются диэлектриками, очень плотные и не содержат радиоактивных компонентов. Поэтому удельное электрическое сопротивление (УЭС) их превышает 500 Ом·м, а $J_{\gamma} \leq 2$ мкР/ч. Вследствие этого гипс, загипсованные известняки и доломиты отмечаются по комплексу ГИС несоответствием показаний электрического и нейтронного гамма-каротажа (НГК) (при $\rho_n = 1000$ Ом·м, $J_{\gamma} = 1,2 - 1,5$ усл. ед.), в результате чего интервалы с подобной характеристикой зачастую ошибочно относят к продуктивным. Низкие показания J_{γ} здесь обусловлены наличием химически связанной воды.

Если к указанному выше комплексу методов ГИС привлечь еще метод, однозначно свидетельствующий о наличии в пласте подвижного флюида (например, ЯМК), то задачу расчленения карбонатов на загипсованные разности и коллекторы можно считать решенной.

Особенностью строения залежей битумов в Татарстане является содержание в поровом пространстве наряду с битумом и связанной водой до 20-30% способной к перемещению свободной воды, наличие на разных уровнях в залежах преимущественно водонасыщенных линз и пропластков, а также пластов, промытых от битума /Муслимов Р.Х., 1999/. При этом свободная вода либо пресная, либо слабоминерализованная. Так, по данным А.И. Томашевской /1982/ минерализация пластовых вод в отложениях уфимского яруса составляет 1–7 г/л, а в карбонатных отложениях нижеказанского подъяруса – 40–60 г/л. По другому источнику минерализация пластовых вод нижней перми (стерлитамакско-соликамский комплекс и тастубский горизонт) составляет 1,5-7 г/л.

Низкая минерализация пластовых вод и ее колебания в пределах одного и того же стратиграфического комплекса, резкая зональная и вертикальная неоднородность коллекторов, наличие водоносных прослоев и линз в битумонасыщенной части залежей, совместное залегание битума и воды в поровом пространстве коллектора и т.п. затрудняют изучение битуминозных отложений методами ГИС. Тем не менее, исследованиями Ю.П. Кадысева и А.И. Томашевской (1979) на битумных месторождениях Татарстана было установлено, что для изучения битуминозности карбонатных коллекторов казанского яруса наиболее информативными являются методы ВДК, БК, АК, ЯМК, МКЗ и КНК. По-видимому (Г.Е.Яковлев, 2003) не следует при этом исключать и такие методы, как ГК и НГК, совместно с электрометрией позволяющие расчленять карбонатный разрез по литолого-петрографическим свойствам.

Характерной особенностью нижнепермских отложений является тонкое чередование доломитов, известняков, доломитов известковистых и

известняков загипсованных или ангидритизированных, которые на отдельных участках и стратиграфических уровнях переслаиваются с оолитовыми, органогенно-обломочными известняками или ангидритами, что обуславливает сложность строения различных сочетаний комплексов этих пород. В результате пачки-коллекторы тонко чередуются с пачками-неколлекторами. Органогенно-обломочные карбонатные пачки-коллекторы в разрезе нижнепермских пород имеют локальный характер развития. Гипергенные процессы, протекавшие в толще нижней перми, обеспечили неравномерность в распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

В зависимости от сложного распределения пустотного пространства нижнепермских карбонатных пород еще более сложно распределяются в породах-коллекторах скопления углеводородов. Тонко чередующиеся породы-коллекторы и линзовидно залегающие органогенно-обломочные породы нередко образуют залежи вязких и высоковязких нефтей, контролируемых локальными поднятиями, в сводах которых зачастую образуются газовые «шапки».

Основные газовые и нефтегазовые проявления приурочены к восточной части юго-восточного склона Южно-Татарского свода. Газопроявления здесь отмечаются в кровле стерлитамакского горизонта сакмарского яруса и в средней части артинского яруса, а нефтегазовые проявления различного насыщения прослеживаются и в нижней части тастубского горизонта и в верхней половине стерлитамакского горизонта, в средней части артинского яруса и в нижней части филипповского горизонта кунгурского яруса.

Для выявления газонасыщенных карбонатных коллекторов М.Т. Ханнанов (2002) предложил весьма эффективную методику комплексирования методов нейтронного и гамма-гамма-каротажа.

Изучением карбонатных коллекторов с точки зрения их нефтегазоносности занимались по материалам многих регионов СНГ большое количество исследователей. В частности, в Татарстане высокую эффективность при изучении карбонатного разреза отложений карбона и девона показал следующий комплекс: замер экранированным зондом при двух растворах – индукционный метод – нейтронный гамма-метод – гамма-метод - каверномер. Тем не менее, однако, единых общепринятых методик изучения коллекторов с вторичной пористостью на сегодняшний день не существует. При изучении коллекторов со сложной структурой порового пространства по промыслово-геофизическим данным ни один из существующих в настоящее время методов ГИС не позволяет с достаточной достоверностью проводить их выделение в разрезе и, тем более, оценку характера насыщения. Поэтому лишь совместное использование разных методов и методик может способствовать успешному решению указанных задач.

В некоторых районах для выделения в разрезе таких коллекторов и оценки продуктивности используются следующие комплекс и последовательность исследований.

В процессе бурения скважины в предполагаемых продуктивных отложениях непрерывно проводится газовый каротаж, сопровождаемый отбором и изучением шлама, а также промывочной жидкости.

Геофизические исследования выполняются по мере обнаружения признаков нефтегазоносности пород. Они обязательно включают электрический каротаж для привязки газопоказаний к глубинам и кавернометрию – для выбора интервалов установки пакера пластоиспытателя. Затем выполняется испытание предполагаемого продуктивного интервала скважины в открытом стволе с отбором глубинных герметичных проб, которые потом исследуются на поверхности с помощью многоканальных газоанализаторов. В случае необходимости отбираются образцы пород сверлящим керноотборником.

Такой способ позволяет иногда выделить продуктивные интервалы разреза скважины. Но в то же время многие важные геологические задачи остаются нерешенными. Трудно, а зачастую и невозможно конкретизировать нефтегазоотдающие участки разреза, их структуру, эффективную мощность и тип коллекторов. При совместном испытании в открытом стволе нефтеносных и водоносных интервалов разреза обычно получают приток только воды (иногда с пленкой или небольшим количеством нефти). Отметить же момент вскрытия бурением водонефтяного контакта в данном случае практически невозможно. Более того, в трещинные коллекторы возможна опережающая бурение фильтрация промывочной жидкости, вследствие чего их могут и не отметить при газовом каротаже.

Существенные по своей значимости опытно-методические работы по изучению методами ГИС нижнепермских отложений в скважинах Западного Башкортостана и юго-восточной части Татарстана (Николашкинская площадь) были выполнены ОАО НПП «ВНИИГИС» /В.К. Утопленников и др., 2000/. Исследования скважин проводились широким комплексом ГИС с использованием малогабаритной аппаратуры АКПС.

На основании анализа полученных материалов были сделаны выводы, что:

- нижнепермские отложения юго-восточной части Татарстана по своему составу и строению аналогичны нижнепермским отложениям Западного Башкортостана, нефтеносность которых доказана испытаниями отдельных пластов, выделенных и хорошо прослеживающихся на корреляционной схеме, построенной для приграничных областей двух республик;

- в связи со сложным и неоднородным составом и строением сульфатно-карбонатных пород раннепермского возраста для их изучения необходимо использование широкого комплекса методов ГИС, включающего, помимо стандартных методов, дополнительные исследования с целью изучения литологического состава пород, определения типа коллектора, оценки его фильтрационно-емкостных параметров, а также характера насыщения.

Наряду с этими вполне обоснованными выводами, имеются (Г.Е.Яковлев, 2003), некоторые пробелы. Так, при анализе эффективности применяемого комплекса ГИС везде говорится о том, что карбонатные коллекторы раннепермского возраста обладают низкой проницаемостью. В связи с этим недостаточное внимание уделено методам и методикам ГИС, основанным на изучении свойств коллекторов в зоне проникновения. В то же время приведенные численные значения проницаемости составляют от 1-10 до 30-40 мкм², т.е. от 1 до 40 D, что отнюдь не является низким значением для коллекторов.

Другим упущением является то, что практически игнорируется тот факт, что пластовые воды нижнепермских отложений имеют весьма низкую минерализацию. Это затрудняет решение некоторых важных задач геофизическими методами, например выделение нефтенасыщенных коллекторов, а также расчленение их на нефте- и водонасыщенную части. Тем не менее, выполненные исследования представляют большой интерес с точки зрения изучения геолого-промысловой характеристики нижнепермских отложений юго-восточной части Татарстана.

Затруднения с выделением и, особенно, оценкой характера насыщения коллекторов с вторичной пористостью по данным ГИС в значительной мере связаны также со следующими причинами /А.Ф. Боярчук, 1983/:

- Наличием в породе в общем случае пустот трех типов: межгранулярных, трещинных и каверновых.

- Более сложным характером проникновения в них бурового раствора или его фильтрата. При опережающем проникновении по системе трещин и каверн возможно частичное вытеснение пластового флюида из межзернового пространства или его опреснение в прискважинной части пласта.

- Слабопластичные трещиноватые карбонатные породы вследствие механических нагрузок, возникающих в процессе бурения, подвергаются дополнительному растрескиванию, что отражается на результатах геофизических исследований методами с малой глубиной.

- Пластовые воды, насыщающие межзерновые поры матрицы, могут существенно отличаться по минерализации от вод, находящихся в трещинах и кавернах и получаемых при испытании скважин, что создает дополнительные трудности при использовании данных электрокаротажа.

- При вскрытии в процессе бурения возможно образование настолько глубоких зон проникновения в трещинные коллекторы, что применяемые методы ГИС, обладающие ограниченной глубиной исследования, не способны «захватить» неизменную проникновением часть пласта.

Наличие указанных выше причин в значительной степени нивелирует свойства коллекторов и непроницаемых пластов, а также коллекторов с различным характером насыщения.

Исходя из вышеизложенного, для исследования скважин, бурящихся для изучения нижнепермских отложений на юго-востоке Южно-Татарского свода целесообразно опробовать следующий расширенный комплекс ГИС:

- КС зондами А2МО,5N и N2МО,5А, ПС и ГК – для изучения литологии разреза, определения границ пластов и их корреляции, оценки характера насыщения коллекторов;
- БК – для определения удельного сопротивления пластов в тонкослоистом разрезе, временные замеры БК для выявления коллекторов или повторные замеры со сменой промывочной жидкости;
- ИК – для расчленения низкоомных пород в скважинах с высоким сопротивлением промывочной жидкости, определения удельного сопротивления пород, оценки продуктивности коллекторов при ограниченном проникновении фильтрата бурового раствора;
- МКЗ – для выявления в разрезе высокопористых пластов-коллекторов, может быть заменен методом МБК в комплексе с коркомером, позволяющем выделять участки с глинистой коркой даже в тех интервалах разреза, которые на кавернограмме характеризуются увеличением диаметра скважины;
- ВДК – для выделения в разрезе продуктивного коллектора участков, насыщенных пресными пластовыми водами;
- НГК и/или ННК - для литологического расчленения разреза по водородосодержанию, выделения в нем коллекторов и определения коэффициента пористости;
- КНК – для определения коэффициента пористости;
- ГГК-П и ГГК-С – для литологического расчленения разреза, определения плотности и пористости пород; в комплексе с нейтронными методами для выявления газо-насыщенных коллекторов;
- АК в низкочастотном широкополосном варианте (ВАК) – для расчленения разреза по упругим свойствам, выделения в нем трещинно-кавернозных коллекторов, определения коэффициента пористости пород;
- ЯМК – для выделения в разрезе пластов-коллекторов с подвижным флюидом, определения эффективной пористости и характера насыщения;
- Кавернометрию – для определения интервалов залегания глинистых и сильно трещиноватых пород, введения поправок в показания других методов при их количественной интерпретации, а также подсчета объема цементного раствора, необходимого для цементажа обсадной колонны;
- Резистивиметрию – для введения поправок за влияние ствола скважины в показания других методов ГИС при их количественной интерпретации, определения минерализации пластовых вод по ПС, решению ряда технических задач (целостности обсадной колонны и др.).
- Дебитометрию (расходомерию) – для оценки эффективной мощности «работающих» участков разреза, определения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов, выявления мест нарушения герметичности обсадных колонн и др.
- Особо следует отметить целесообразность опробования (Г.Е.Яковлев, 2003) карбонатных отложениях нижней перми четырех электродных градиент-зондов большого размера (ЧГЗ), имеющих максимальную на сегодняшний день глубину исследования из всех

методов ГИС и позволяющих оценивать характер насыщения коллекторов ограниченной мощности при наличии глубокого проникновения промывочной жидкости. Опыт успешной работы с ними имеется в Альметьевском УГР ОАО «Татнефтегеофизика».

Результаты интерпретации по всем выполненным исследованиям методами ГИС должны быть увязаны с геологическими данными, для чего необходим отбор керна, а также подтверждены испытаниями в открытом стволе скважин.

Отбор керна, особенно из продуктивных или потенциально продуктивных пластов-коллекторов необходим также для выявления зависимостей между геофизическими и петрофизическими параметрами пород, поскольку существующие зависимости, установленные на отложениях другого возраста, либо непригодны для нижнепермских образований, либо требуют корректировки.

5.4.2. Разведочная геофизика

Изучение геологических и геохимических аспектов формирования месторождений и проявлений углеводородов – газы, высоковязкие нефти, природные битумы верхних горизонтов осадочного покрова РТ показывают /Е.Д. Войтович, 1975; В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, 1964; Б.В. Успенский, 1985, 2005; М.Т. Ханнанов, 2002; П.А. Шалин, 1984 и др./, что в большинстве случаев достаточно уверенно прослеживается их генетическая связь с глубокозалегающими залежами традиционных нефтей. Для оценки нефтегазобитумоносности различных регионов, определения основных направлений поисковых работ немаловажно знание пространственного положения путей миграции углеводородов. Все это требует выполнения широкого комплекса полевых исследований научно-производственного характера, дополняемого большими объемами лабораторных и камеральных работ. Ускорить и удешевить эти работы при одновременном повышении их качества возможно путем полноценного использования ранее накопленных геолого-геофизических данных. Речь идет о привлечении к прогнозному информационному обеспечению массового геофизического материала, хранящегося в фондах или получаемого сейчас при поисках и разведки полезных ископаемых.

Для РТ вопросы применения результатов имеющихся геофизических наблюдений решены крайне недостаточно. Использованию данных геофизических съемок, в основном нефтепоискового назначения (имеются ввиду поиск и разведка скоплений углеводородов в нижних звеньях осадочного чехла и кристаллическом фундаменте), полученных в течение последних четырех десятилетий, уделяется сравнительно мало внимания. В связи с этим, актуально определение возможностей переинтерпретации и применение геофизических материалов прошлых лет для оценки нефтегазобитумоперспективности прогнозных территорий.

Как известно, образование залежей углеводородов в пермских отложениях Татарстана, и в целом Волго-Уральской области, большинство исследователей связывают с перетоками их из нижних горизонтов осадочного покрова по трещинам в зонах тектонических нарушений. Поэтому изучение разломов, являющихся путями транспортировки нефтесодержащих флюидов, представляет большой практический интерес. Для обнаружения трасс миграции углеводородов, как правило, используется информация о нефтеносности региона по нижележащим отложениям, а также сведения о наличии различных геологических неоднородностей разреза (нижнекаменноугольные, верейские и неогеновые врезы, зоны развития карста и др.). Это в определенной мере ориентирует на рассмотрение возможностей картирования и изучения разведочной геофизикой особенностей строения осадочного чехла и кристаллического фундамента.

В данный момент накоплен определенный опыт /В.П. Боронин и др., 1982; В.П. Степанов и др., 1983, 2005/ выделения различных проявлений диастрофизма земной коры (разломы, зоны повышенной трещиноватости, эрозионные врезы и др.) по результатам геофизических съемок с учетом материалов структурного и глубокого бурения. Вследствие этого существенно составление структурного каркаса разломной тектоники по геофизическим материалам.

Оптимизация различных этапов геофизических исследований на природные битумы (прежде всего, имеются ввиду прогноз и поиски) базируется на максимальном использовании имеющихся геофизических материалов. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных на территории Татарстана включает:

- переинтерпретацию данных сейсморазведки МОГТ - выделение тектонических нарушений, нижнекаменноугольных и верейских эрозионных врезов и составление с учетом данных глубокого бурения сводной карты указанных неоднородностей геологического разреза;

- построение сводных карт аномалий силы тяжести в редукции Буге и карт локальных гравиметрических аномалий (способ вариаций, радиусы трансформаций 2 и 1 км) – выявление и трассирование зон интенсивной трещиноватости и неогеновых врезов;

- геологическое истолкование результатов аэромагнитной (магнитной) съемки - трассирование зон разломов;

- составление сводных карт послойной и суммарной проводимости образований осадочного покрова по данным электроразведки ЗСБЗ - обнаружение зон повышенной тектонической трещиноватости, прогнозирование зон развития нижнекаменноугольных эрозионных врезов;

- построение по материалам электроразведки методом ВЭЗ сводных карт изоом для различных разносов питающей линии АВ - определение местоположения неоднородностей геологического разреза: неогеновых врезов, тектонических нарушений и др.

На основе полученных материалов верхней части разреза возможен выбор наиболее перспективных на поиски углеводородов (высоковязкие нефти, природные битумы, газы малых глубин) участков для постановки целенаправленных геофизических работ.

Результаты комплексного истолкования геолого-геофизических материалов могут быть использованы и при решении иных геологических задач: выявление залежей нефти в карбонатных коллекторах каменноугольной и девонской систем, поиски пресных подземных вод, оценка защищенности земных недр и др.

Важным моментом является необходимость исследования приуроченности скоплений углеводородов верхней части разреза к определенным типам ловушек, которые могут быть сформированы тектоническими, седиментационными, эрозионными процессами и их сочетанием. Для определения местоскопления полезных ископаемых целесообразно проведение целенаправленных геофизических измерений в пределах рассматриваемого региона.

Анализ изученности РТ показывает /М.Я. Боровский, 2001/, что экспериментальные (опытно-методические) работы осуществлены на месторождениях уфимского терригенного битуминозного комплекса, где выявлена довольно высокая эффективность электроразведочных методов ВЭЗ-ВП, СЭП-ВП, ЗСБЗ.

Изучение возможностей локального прогноза скоплений полезных ископаемых заключается в выяснении физико-геологических предпосылок постановки отдельных геофизических методов (рассмотрение вероятных схем образования геофизических аномалий, представлений о физико-геологических моделях, результатов лабораторных определений и т.д.).

К настоящему времени накоплены определенный опыт и представления по решению данного вопроса на нефть и газ в глубокозалегающих горизонтах. Так, Л.А. Гершанок (1979; 1983) предложена физико-геологическая модель образования магнитных аномалий над нефтяными и газовыми месторождениями, суть которой заключается в том, что приобретенная первичная намагниченность осадочных пород не остается постоянной ни во времени, ни в пространстве. На интенсивность намагничивания оказывают влияние дополнительные факторы, связанные с химическими превращениями породообразующих минералов, возникающие под воздействием углеводородов. Изменения пород происходят при наличии продуктов бактериального окисления УВ, при взаимодействии их с подошвенными и инфильтрационными водами. Это, прежде всего — угольная кислота, являющаяся конечным продуктом окисления УВ, а также спирты, органические кислоты, перекиси и др. вещества, которые образуются в больших масштабах в условиях медленного окисления /Р.С. Сахибгареев, 1989/.

Химический процесс в зоне залежи способствует превращению магнетита в пирит и сидерит. Выше по разрезу в зоне окисления над залежью пирит превращается в гетит и гидрогетит. За пределами залежи

ферромагнитные минералы меньше подвергаются химическим воздействиям и сохраняются в первоначальном виде (магнетит, гематит). Минералы, располагающиеся над залежью нефти, обладают пониженными магнитными свойствами (пирит, гетит), для ферромагнитных минералов, находящихся за пределами залежи, свойственны повышенные значения магнитной восприимчивости (χ).

Такое распределение пород по намагниченности создает над нефтегазоносной залежью отрицательную аномалию интенсивностью до 12 нТл.

Эпигенетические изменения также, по-видимому, приводят к уменьшению плотности пород над залежью углеводородов (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Магнитная восприимчивость, плотность и скорость ферромагнитных минералов

/Л.А. Гершанок, 1983; Физические свойства горных пород ..., 1985/

Минерал	$\bar{\chi} \cdot 10^{-5}$ ед СИ	σ , г/см ³	V_p , км/с	V_s , км/с
Магнетит	1 000 000	5,17	7,45	4,30
Гематит	50 — 100	5,26	6,95	4,50
Пирит	20 — 80	5,02 — 4,91	8,00	5,20
Гетит	5 — 40	—		
Гидрогетит	—	3,5 — 3,8		

Изменение петрофизической обстановки (окисление магнетита и замещение его пиритом), связанное с влиянием продуктов окисления нефти и газовых эманаций, вероятно, способствует (табл. 5.3) увеличению скорости продольных и поперечных волн в покрывающей залежь толще.

В качестве примера воздействия углеводородов на покрывающие залежь образования можно привести на территории Татарстана Бавлинскую структуру, контролирующую одноименное нефтяное месторождение. Здесь наблюдается (Н.Б.Валитов, 1974) переход красноцветных покрывающих образований в пестроцветные, вследствие диффузии нефтяных углеводородов с глубины, что обусловлено переходом соединений окисного трехвалентного железа в закисное двухвалентное.

На территории РТ установлены (Б.В.Успенский и др., 1988) повышенные содержания пирита в битумосодержащих породах. На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода выявлены газопроявления в сульфатно-карбонатном разрезе нижнепермского отдела. Вышеизложенные факты могут предопределять наличие аномальных геофизических эффектов над локальными скоплениями высоковязких нефтей, природных битумов и газов верхней карбонатной толщи.

При оценке нефтегазобитумоносности нижнепермских отложений целесообразно опробование комплекса ГГХМ (высокоточная магниторазведка, электроразведка естественных электрических потенциалов ЕП, геохимия солей металлов), широко применяемого /Э.К. Швыдкин, 2000/ в условиях Волго-Уральской нефтегазоносной области. Активные эпигенетические процессы в разрезах над залежами углеводородов протекают непрерывно с момента образования залежи и до ее исчезновения, что приводит к появлению в вышележащих толщах и на дневной поверхности аномальных геохимических и геофизических полей. Многочисленные научно-исследовательские центры и нефтепромысловые компании США, Франции, Канады и России проявляют в последнее время значительный интерес к изучению и практическому использованию этих полей. Речь идет о стационарных геофизических полях (магнитное, электрическое, радиоактивное) обусловленных влиянием углеводородной залежи и связанных с нею наложенными ореолами рассеяния металлов и тяжелых углеводородных газов /Э.К. Швыдкин, 2000/.

Сложные физико-химические процессы, протекающие в коллекторах и перекрывающих их породах, обусловленные воздействием жидких и газообразных углеводородов и других компонентов залежи сопровождаются вариациями физических свойств пород в окрестностях залежи. Изменения охватывают огромные, по сравнению с объемом самой залежи, объемы пород, перекрывающих залежь. Эпигенетические процессы в горных породах под воздействием углеводородов зачастую распространяются по вертикали до поверхности. Изменение состава и структуры пород в зоне эпигенеза в течение длительного геологического времени приводит к направленному изменению физических параметров разреза, т.е. его гравитационных, магнитных, сейсмических и электрических характеристик.

Значительные изменения физических свойств горных пород над залежью углеводородов наряду с возможностью использования комплекса ГГХМ благоприятны физико-геологическими предпосылками для постановки электроразведки в модификации вызванной поляризации ВП. Фактором, способствующим использованию поляризационных методов, является небольшая минерализация пластовых вод нижнепермского сульфатно-карбонатного газонефтебитумного комплекса.

Нижнепермская сульфатно-карбонатная толща является опорным геоэлектрическим горизонтом, обладающим высоким удельным сопротивлением. Это дает основание для постановки электроразведки методами сопротивлений ВЭЗ и зондирования становлением поля в ближней зоне ЗСБЗ (аппаратура «Каскад», «Импульс-2Ц»). Вероятно выделение зон закарстованности, с которыми могут быть связаны скопления углеводородов /И.М. Акишев и др., 1974/. Юго-восточная часть Республики Татарстан характеризуется (Б.В.Анисимов и др., 1982) по данным структурного бурения значительным проявлением процессов выщелачивания в сульфатно-карбонатных породах нижнепермского отдела.

Физической основой применения гравиразведки служит значительный (до 0.2 г/см^3) перепад плотностей на границе (структурно-эрозионная поверхность отложений нижнепермского отдела) верхней терригенной толщи и сульфатно-карбонатного комплекса. Скопления углеводородов в нижнепермских отложениях приурочены к структурам тектонического и седиментационно-тектонического типа, унаследовавших свой рельеф от нижезалегающих структур девона и карбона, а также к собственным нижнепермским поднятиям, связанным с неравномерно размытой кровельной частью сакмарского яруса. Размеры локальных поднятий варьируют от $1 \times 1.5 \text{ км}$ до $1.5 \times 4 \text{ км}$, амплитуды структур достигают 20-25 метров (Маковое, Алексеевское, Горное, Николашкинское, Бирское и др.). Глубина залегания аномалиеобразующей поверхности не превышает 400 метров. Это позволяет для подсчета гравитационного действия воспользоваться формулой притяжения плоскопараллельного слоя /А.Г. Салихов, Л.А. Жаркова; 1964/. По результатам гравитационного моделирования амплитуда локальных максимумов может достигать 0.2 мГал и более. Это является благоприятным для обнаружения локальных структур высокоточной гравиразведкой.

Не исключена возможность выделения с помощью гравиметрической разведки зон и участков закарстованных образований нижней перми. По результатам сейсмокаротажа структурных скважин величина эффективной плотности на контакте выщелоченных образований и неизмененных вмещающих пород составляют /М.Я. Боровский, 2002/ -0.19 г/см^3 , интенсивность локальных отрицательных аномалий силы тяжести может достигать 1 мГал и более.

Таким образом, исходя из вышеизложенного (глубина исследования, приуроченность скоплений углеводородов к локальным поднятиям, карстовым коллекторам и др.), вероятно постановка таких геофизических методов, как высокоточная гравиразведка, электроразведка в модификациях ВЭЗ, ВЭЗ-ВП, ЗСБЗ, комплекс ГХМ (высокоточная магниторазведка, электроразведка ЕП, геохимия солей металлов). Методически полевые измерения должны проводиться по геофизическим профилям протяженностью в 3-5 раз превышающей горизонтальные размеры рассматриваемого объекта.

В дальнейшем набор исследований может быть уточнен за счет привлечения других геофизических методов: мало глубинная сейсморазведка, геотермия, радиометрия и др.

Для разработки рациональной методики поисков и разведки скоплений углеводородов в карбонатных коллекторах нижнепермского отдела необходимы:

- а) постановка целенаправленных крупномасштабных геофизических съемок на известных месторождениях,
- б) изучение физических свойств как продуктивных, так и вмещающих отложений,
- в) создание физико-геологических моделей интересующих объектов.

5.2. Программа комплексных исследований.

Анализ материалов бурения поисково-разведочных и структурных скважин на юго-востоке РТ показал, что, несмотря на очень большое количество скважин, вскрывших нижнепермские отложения, нефти (битумо-)газоносность их изучена слабо. Нет четких стратиграфических и палеонтологических критериев расчленения сульфатно-карбонатных толщ; не достаточно изучены коллекторские свойства и характер насыщения керна даже в пределах площадей с обильными нефти (битумо-) проявлениями; петрофизические исследования проводились в незначительном объеме; не разработаны методики ГИС и оценки подсчетных параметров и т.п. Необходим унифицированный подход к выделению маркирующих горизонтов, отбивке стратиграфических границ, маркировке пластов, интерпретации материалов ГИС, петрофизическим исследованиям, построению различных карт (структурных, мощностей и др.) по одним и тем же реперным горизонтам.

Изучение нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода обуславливает (см, разд. 5.1) выбор оптимальных сочетаний стратиграфических, литолого-петрографических, геохимических, радиоспектрофизических, геофизических и традиционных геологических методов и методик на всех этапах - от прогноза, поисков, разведки до подготовки к разработке и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

Комплексная программа включает исследования по ряду направлений.

Стратиграфия и литология

Применение (в виду отсутствия «фузулинидовых» зон) методики стратификации толщ сакмарского яруса по изменению комплексов “мелких” фораминифер, предложенной Т.К. Замилацкой (1969).

Имеющийся и сохранившийся керн структурно-поисковых скважин, должен быть использован для выделения фауны конодонтов из карбонатных толщ – известняков и доломитов. Именно по этой группе получены хорошие результаты по зональному расчленению нижнепермских отложений в прибортовых разрезах Прикаспийской впадины /А.Е. Ахметшина, Н.С. Овнатопова/. Детальная стратификация сакмарских отложений не снимает вопроса о детализации расчленения разрезов кунгурского яруса в исследуемом районе. Целесообразно проведение работ по восстановлению палеобиогеографических условий для выявления возможностей осаднения каменных солей в верхнелунешское время.

Палеонтология

Комплексное опробование разрезов нижней перми для обнаружения в породах макрофаунистических (брахиоподы, кораллы, пелециподы, гастроподы и др.) и микрофаунистических (конодонты, фораминиферы) остатков. Осуществление комплексной фаунистической характеристики и биостратиграфического обоснования drobных стратиграфических

подразделений нижней перми с возможным зональным (по конодонтам и фораминиферам) расчленением отдельных стратонов. Выполнение корреляции выделенных подразделений с унифицированной стратиграфической схемой нижнепермских отложений, а также с одновозрастными образованиями сопредельных территорий.

Петрография

Корреляция палеонтологически не охарактеризованных толщ нижней перми на основе сопоставления данных электронно-парамагнитного резонанса и результатами геохимических определений. Необходимо получение свежего кернового материала из зон перерыва сакмаро – артинско – кунгурских последовательностей и известковых пород нижнего сакмара. Этот материал должен позволить провести исследования с детальностью 0.2-0.5м в 10 – 15 скважинах, расположенных в южном направлении от надвигового профиля до границ с Башкортостаном. Использование геохимических критериев корреляции сульфатно-карбонатных толщ нижней перми (данные спектрального анализа) на базе статистической обработки. Оценка достоверности и прогностических возможностей результатов спектральных исследований с помощью метода кросс-проверки, широко используемого в различных статистических задачах, особенно в многомерном регрессионном анализе.

Различие геохимических свойств пород можно использовать для выделения геохимических фаций и расчленения на их основе “немых” карбонатных толщ нижней перми (для выдачи рекомендаций по выделению маркирующих горизонтов).

Геофизическая разведка

Геофизические исследования скважин

Опробование расширенного комплекса ГИС. Результаты интерпретации по всем выполненным исследованиям методами ГИС должны быть увязаны с геологическими данными, для чего необходим отбор керна, а также подтверждены испытаниями в открытом стволе скважин. Отбор керна, особенно из продуктивных или потенциально продуктивных пластов-коллекторов необходим также для выявления зависимостей между геофизическими и петрофизическими параметрами пород, поскольку существующие зависимости, установленные на отложениях другого возраста, либо непригодны для нижнепермских образований, либо требуют корректировки.

Разведочная геофизика

Разработка рациональной методики поисков и разведки скоплений углеводородов в карбонатных коллекторах нижнепермского отдела обуславливает:

- постановку целенаправленных крупномасштабных геофизических съемок на известных месторождениях,
- изучение физических свойств как продуктивных, так и вмещающих отложений,
- создание физико-геологических моделей интересующих объектов.

Экологическое обеспечение ГРП на природные битумы

Методический подход при оценке негативных последствий на геологическую среду наличия ПБ в ВЧР должен ориентироваться на:

- учёт особенностей залегания ПБ в естественных условиях (выбор оптимальной конструкции скважин, оценка статической нагрузки при крупной выемки грунтов при промышленной отработки объектов и др.);
- неоднородное строение ловушек при непосредственной разработке скоплений полезного ископаемого (проникновение газообразных продуктов химических реакций в вышелегающие отложения, вплоть до дневной поверхности).

Последовательность проведения целенаправленных исследований.

Анализ структурно-тектонического строения, нефтебитумоносности и изучение петрофизических и геолого-геофизических особенностей сложнопостроенных нижнепермских карбонатных коллекторов Южно-Татарского свода (Татарстан, Башкортостан и сопредельные территории) с целью выявления в них залежей битумов и высоковязких нефтей и оценки их промышленного значения предполагает (В.К.Утопленников и др., 2000; Г.А.Петров и др., 2002; Р.С.Хисамов и др., 2002; Г.Е.Яковлев и др., 2002) следующую стадийность:

1 этап:

Изучение, обобщение геологических, геолого-геофизических материалов сакмар-артинских и кунгурских отложений, подсчет запасов детально разведанных и выявленных залежей битумов и высоковязких нефтей. Выбор первоочередных участков для постановки детальных разведочных работ и промышленной эксплуатации.

2 этап:

Составление проекта детальных разведочных работ (первоочередной объект в Республике Татарстан - Матросовское месторождение).

3 этап:

- Детальные разведочные работы на эталонном объекте (бурение скважин, в т.ч. испытательных на приток высоковязкой нефти).
- Освоение испытательных скважин на приток высоковязких нефтей и битумов из продуктивных интервалов (сакмаро-артинские, кунгурские отложения).
- Проведение геофизических исследований скважин, обработка и интерпретация полученных материалов.
- Осуществление комплекса петрофизических исследований керна, обработка, анализ и обобщение полученных материалов, построение петрофизических зависимостей для определения подсчетных параметров и обеспечения интерпретации ГИС.
- Изучение товарных качеств высоковязких нефтей и битумов, газового фактора и компонентов, входящих в состав газа.
- Исследование влияния кислотного воздействия на коллекторские свойства нефтебитумонасыщенных карбонатных пород (глинистых,

сульфатизированных, известковистых) и определения оптимальных вариантов воздействия кислот в пластовых условиях.

- Проведение скважинных сейсмических работ для детализации структурных планов участков–полигонов, прослеживания пластов-коллекторов, трещиноватых зон и покрышек.

Оценка приращения ресурсов углеводородного сырья за счет комплексов верхней части разреза базируется на положениях, рассмотренных выше (см. 1.4).

Проведение комплексной программы в целом требует переотбивки границ пластов и стратиграфических границ по тысячам скважин, в ряде случаев переинтерпретации материалов ГИС, с учетом накопленного геолого-геофизического опыта по нижнепермским отложениям не только в Татарстане и Башкортостане, но и близлежащих территорий Оренбургской и Самарской областей.

6. ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

К концу XX в. значительно возросла роль минерального сырья в развитии человеческого общества. С конца 50-х и до конца 80-х годов происходил скачкообразный рост добычи и переработки полезных ископаемых, которых за этот период было добыто около 550 млрд. т, включая и строительные материалы. Это во много раз больше, чем за всю историю цивилизации. При этом было передвинуто несколько триллионов тонн различных пород /Востоков Е.Н., 1998/. Ежегодная добыча полезных ископаемых, включая каменные и строительные материалы, составляла в начале 90-х годов около 32 млрд. тонн. За 30 лет, с 1960 по 1990 г., было добыто нефти в 3 раза больше, чем за все предыдущие столетия. В последнем десятилетии уходящего тысячелетия извлекалось свыше 3 млрд. т. нефти (с учетом конденсата) ежегодно, а природного газа около 2500 млрд. м³. За эти же годы в 3-5 раз и более возросла мировая добыча бокситов, калийных солей, алмазов, металлов, особенно алюминия, меди, титана и др.

Добытые и переработанные за период 1960-1990 гг. более 550 млрд. т минерального сырья и строительных материалов, более 3 трлн. т перемещенных пород образовали материальную основу антропогенного загрязнения, которое непрерывно возрастает. Необходимо учитывать также десятки миллионов тонн удобрений и до 5 млн. т пестицидов, вносимых в миллионы гектаров распаханной пашни, которые в конечном итоге выносятся в моря и океаны. Однако в отличие от агрокомплекса или лесоперерабатывающей промышленности воздействие минерально-сырьевого комплекса и связанных с ним перерабатывающих отраслей носит всеобъемлющий характер, затрагивающий почвы, верхнюю часть земной коры, поверхностные и подземные воды, атмосферу, биосферу, антропосферу. Геологоразведочные работы проводятся во всех физико-географических поясах и, как правило, независимо от времени года. Многоотраслевой характер минерально-сырьевого комплекса приводит к многообразному воздействию его на природную среду.

Все вышеизложенное подтверждает высказанные В.И. Вернадским мысли об антропогенной деятельности как геологической силе. Действительно, количество извлекаемых полезных ископаемых и перемещаемых пород превосходит объем формирующейся в срединно-океанических хребтах новой океанической коры (около 30 млрд. т. в год).

При геологоразведочных работах, оценке ресурсов и опытно-промышленной разработке месторождений минерального сырья, в том числе нефтяных, практически не учитывается влияние залежей природных битумов (ПБ), тяжелых нефтей и газов малых глубин на эколого-экономическую обстановку территории расположения скоплений этого вида углеводородного сырья.

Оценка негативных последствий геологоразведочного процесса на землях распространения природных битумов Республики Татарстан рассмотрены в работах Анисимова Б.В., Боровского М.Я., Васянина Г.И., Ибрагимова Р.Л., Муслимова Р.Х., Мухаметшина Р.З., Петрова Г.А., Успенского Б.В., Хананова М.Т., Хисамова Р.С., Швыдкина Э.К. и др.

Ниже рассмотрены возможные последствия геологоразведочного процесса и геофизические методы учета и оценки их влияния на природную среду.

6.1. Экологические аспекты освоения природных битумов и тяжелых нефтей

Зоны развития природных битумов и тяжелых нефтей занимают огромные площади запада, юга, юго- и северо-востока Республики Татарстан. Нередко в их пределах в приповерхностной части разреза ведется освоение минерально-сырьевых ресурсов (гипса, стройматериалов, торфа и т.п.) открытым способом и бурение различного рода скважин. На этих землях, также как и в долинах рек, особенно при пересеченном рельефе, в результате снижения статической разгрузки пород резко усиливается трещиноватость глинистых водоупорных толщ, происходит раскрытие микротрещин, и водопроницаемость глинистых пород может увеличиться на несколько порядков (Е.М. Пахомов, М.Н. Буянов, 1990; Ю.К. Фомкин, 1990). Определяющую роль в формировании перетока из других горизонтов и поверхностных вод начинает играть водопроницаемость условно водоупорных или слабопроницаемых образований. Уменьшение статической нагрузки на породы в карьерах, долинах рек (палеорек), создают хорошие условия для интенсивного развития трещиноватости глинистых пород.

На фильтрационную способность глинистых покрышек оказывает влияние вода, которая содержится в основном в связанном виде - в виде гидратных оболочек, удерживаемых вокруг частиц глинистых минералов молекулярными силами. При увеличении внешних нагрузок на эту породу гидратные оболочки становятся тоньше, порода уплотняется и увеличивается ее прочность. При снижении нагрузок (в результате выемки вышележащих пород) глинистые породы способны интенсивно поглощать воду - набухать со значительным снижением прочности.

Одним из нежелательных последствий этих процессов может оказаться утечка углеводородных газов из залежей природных битумов и высоковязких нефти, т.к. нередко битумоскопления (Восточно-Чумачкинское, Нижне-Кармалинское, Ашальчинское, Матросовское и др.) сопровождаются газовыми «шапками», или содержат растворенный газ. Особую опасность представляют выбросы и фонтаны свободного газа из газовых «шапок». Другим последствием - возникновение перетоков минерализованных вод, сопровождающих битумные залежи в вышележащие горизонты пресных вод.

В обоих случаях, при размещении (планировании) карьеров, шахт, штолен и скважин необходимо учитывать негативное влияние вод битумных залежей.

Целесообразность учёта распространения природных битумов объясняется также следующими причинами. Весьма характерной особенностью залежей пермских битумов и тяжелой нефти является то, что они залегают относительно неглубоко. Вертикальный диапазон их размещения укладывается в интервал от 0 до 500 м (Сюкеевское, Петропавловское, Горское, Матросовское, Николашкинское и др. месторождения). Над каждым скоплением битумов, на дневной поверхности, сложились свои естественные природные условия: обширные территории земельных угодий, лесных массивов, водоемов (реки, ручьи, озера, искусственные водоёмы), животный мир и главное - довольно высокая плотность населения.

Пока битумы залегают в естественном состоянии, они находятся в сбалансированных природных условиях и не оказывают видимого влияния на окружающую природную среду.

Выше битумных залежей в четвертичных, неогеновых, татарских и казанских отложениях до глубины 50-200 и более метров залегают пресные воды, которые используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Попутные воды битумных залежей содержат в высоких концентрациях растворенный сероводород, аммоний, бром, обладают повышенной минерализацией. При отсутствии цемента за колонной структурных, глубоких нефтяных и других скважин, пройденных в контуре битумных залежей, создаются условия для коррозии и нарушения целостности колонн, с одной стороны, для разрушения битумных залежей и загрязнения пресных вод - с другой. Поэтому, в пределах площади распространения битумных залежей требуется изоляция пресных вод (направлением или кондуктором) и самих битумных залежей (кондуктором или промежуточной колонной). Б.В. Анисимов (1989) рекомендует оптимальную конструкцию скважин выбирать в зависимости от глубины распространения пресных вод, залегания кровли и подошвы битумных залежей. Аварийные ситуации, связанные с газовыми выбросами вызывают необходимость (М.Т. Ханнанов, 2002) своевременного предупреждения аварийных ситуаций при проведении буровых работ.

На всей территории размещения залежей и месторождений углеводородов в пермских отложениях проживает около 350 тыс. человек. Главным занятием населения является сельское хозяйство. На территории перспективных земель (3500км²) уфимского яруса площадь пахотных земель с населёнными пунктами, реками и озёрами составляет более 2500км², а общая площадь, попадающая в контуры залежей, около 300км². Кроме того, лесные массивы со всем животным миром и пасаками занимают площадь равную 850 км².

При составлении проектов и технологических схем промышленной разработки скоплений различных полезных ископаемых просматриваются два аспекта.

Первый связан с учётом естественного залегания природных битумов и тяжелых нефтей в пределах воздействия горнодобывающей промышленности (бурение различного рода скважин, строительство карьеров, штолен и т.п.).

Второе направление связано с загрязнением жизненно важных объектов: атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод при разработке битумных залежей. Битумоскопления распространены в районах Татарстана, где широко развито земледелие, ведётся промысловая эксплуатация нефтяных месторождений, залегающих на большой глубине, непосредственно под залежами природных битумов или осуществляется освоение минерально-сырьевых ресурсов над ними. Добыча битумов и тяжелых нефтей будет вносить дисбаланс в существующую на этой территории эколого-экономическую обстановку. Причиной является то, что природные битумы и тяжелые нефти имеют высокую вязкость, они малоподвижны или же совсем не подвижны, поэтому при промышленной разработки потребуется воздействие на битумный пласт тепловыми, химическими или другими методами, которые неизбежно приведут к изменениям эколого-экономической обстановки. Слабыми звеньями оказываются воздушный и водный бассейны, растительный и животный мир, геологическая среда. В случае нарушения одного из звеньев возникает главный вопрос: сможет ли в этой обстановке выжить человек, живущий на этой территории и в прилегающих к ней районах.

Как известно, разработка девонских нефтяных месторождений привела к значительному загрязнению окружающей природы: атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод. Происходит это потому, что поднятые с глубины 1600-1700 м нефть и попутные рассолы (П-1У класс опасности) попадают на поверхность земли в результате нарушения герметичности наземных нефтепромысловых сооружений. Наибольшее беспокойство вызывает загрязнение подземных вод, как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения населённых пунктов.

В процессе любого воздействия на нефтяную залежь, в том числе и при внутрипластовом горении, насыщающие пласт флюиды подвергаются определённому воздействию, что приводит к изменению их физико-химических параметров, особенно в области примыкающей к фронту вытеснения нефти.

В ходе экспериментальных исследований различных модификаций внутрипластового горения выявлена миграция в водную фазу ванадия, никеля, хрома, кобальта и т. д.

В процессе внутрипластового горения в сочетании с заводнением в добытую водную продукцию из нефти мигрировало до 59 % ванадия от общего количества, содержащегося в исходном объёме нефти, насыщающего модель пласта.

Естественно возникает вопрос, как повлияет разработка тяжёлых нефтей и природных битумов, залегающих вблизи дневной поверхности, на окружающую среду?

Первым опытом в опытно-промышленной разработке битумных залежей является Мордовско-Кармальская залежь, где широко применяется внутрислоевого горение.

При разработке залежей ПБ, разрушенных палеодолинами (такими как Ашальчинское, Кармалинское и др.) необходимо знать литологию вмещающих битумы пород, состав палеоврезов и характер контакта неогеновых отложений с битуминозными породами. При контактировании битумоскоплений с более глинизированной частью палеодолины вероятность прорыва теплоносителя или продуктов воздействия на продуктивный пласт (пар, пароводяная смесь, химические реагенты и др.) будет меньше, чем в случае разрезания месторождения глубокой палеодолиной, выполненной в основании опесчаненными породами, служащими великолепными путями фильтрации и попадания загрязнителя в водоносные горизонты.

При извлечении углеводородного сырья по внутрислоевой технологии (ВДОГ, закачка пара и растворителей) могут наблюдаться аномальные явления: либо преждевременный прорыв теплоносителей к забоям добывающих скважин, либо проникновение газообразных продуктов физико-химических реакций в покрывающую залежь толщу, вплоть до дневной поверхности. Данные обстоятельства приводят к снижению эффективности вторичного воздействия на пласт, загрязнению окружающей среды вредными продуктами реакции. Вследствие этого представляется существенным раннее обнаружение зон, опасных с точки зрения прорыва теплоносителя.

По данным ОАО «Татнефть» при опытной эксплуатации Мордово-Кармальской залежи методом внутрислоевого горения и циклической закачки теплоносителя в вышележащем водоносном пласте "среднеспириферового известняка" наблюдается: нагрев пласта до 25-28 градусов, колебание пьезометрических уровней воды с амплитудой 20-40 метров, изменение химического состава воды.

По результатам испытаний скважин 8 (Мордовская Кармалка), 84 (Ашальчинская) в воде из "среднеспириферового известняка" обнаружены "следы" проявления залежи: сероводород, аммоний, бром, повышенная минерализация. Это делает воду непригодной для хозяйственно-питьевых целей. Происходит изменение гидродинамической и гидрохимической обстановки в вышележащем пресном водоносном горизонте, изменяется направление потока подземных вод и их химизм (Анисимов Б.В., 1994).

На участках разработки природных битумов содержание сероводорода и меркаптанов превышает ПДК соответственно в 12 и 46 раз (данные ТатНИПИнефть за 1989 г.). При расширении добычи по прогнозным оценкам этого института величины данных компонентов увеличатся в 2 раза. Пластовое давление в пермских залежах невысокое (4 - 10 атм.), поэтому искусственное повышение давления в битумном пласте неизбежно приведёт к перетокам продуктов горения и сероводорода в вышележащие водоносные горизонты питьевых вод и воздушную среду. Очистка и утилизация вредных

веществ при ведении экологически чистой разработки битумов потребует немалые средства.

Помимо этого, также как и при добыче девонской нефти, поднятые на поверхность битум и пластовые воды представляют опасность для окружающей среды в случаях разлива их на дневную поверхность, при выделениях в атмосферу попутных газов. Требуется контролировать также загрязнение поверхностных вод и атмосферного воздуха. Разработка залежей природных битумов и тяжелых нефтей более опасна для окружающей среды, чем разработка девонских нефтяных залежей /Б.В.Анисимов, 1996/. Освоение шахтным или карьерным способом потребует водоотлива, утилизации вредных стоков, может привести к осушению верхних водоносных горизонтов, оставив без воды ближайшие населенные пункты.

Последовательность ввода залежей в разработку наряду с другими факторами в первую очередь должна учитывать близость населённых пунктов. Еще до начала разработки месторождений нужно организовать наблюдение (экологический мониторинг) за окружающей средой. При проведении опытно-промышленных работ требуется предусматривать, наряду с отработкой технологии добычи продукции, создание методов защиты окружающей среды.

Таким образом, для прогнозирования экологически опасных зон, связанных с наличием скоплений природных битумов и тяжелых нефтей необходимо учитывать условия залегания и площади их распространения.

В настоящее время на территории РТ выявлено (Р.С.Хисамов и др.2007) свыше 450 залежей природных битумов и тяжелой нефти в основном в отложениях пермской системы.

6.2. Геофизический мониторинг битумоперспективных территорий и объектов

Пермские битумы, как показано выше, - важнейший фактор для оценки природной защищённости пресных подземных вод (месторождений строительного минерального сырья и др.) снизу.

Концепция оценки негативных последствий на геологическую среду наличия природных битумов и тяжелой нефти в верхней части разреза ориентируется на:

- учёт особенностей залегания месторождений битумов в естественных условиях (выбор оптимальной конструкции скважин, оценка статической нагрузки в результате крупной выемки грунтов при промышленной отработки объектов и др.);

- неоднородное строение ловушек при непосредственной разработке скоплений полезного ископаемого (проникновение газообразных продуктов химических реакций в вышелегающие отложения, вплоть до дневной поверхности).

Это предполагает следующую технологию подхода.

1. Выявление скоплений природных битумов.

Физико-геологическими предпосылками применения геофизических методов на природные битумы в терригенных отложениях уфимского яруса пермской системы на территории Республики Татарстан являются /2,3/:

- дифференциация физических параметров битумонасыщенных пластов-коллекторов и небитуминозных вмещающих отложений;

- вторичные изменения физических свойств, обусловленные воздействием углеводородов на вмещающие и перекрывающие залежь породы;

- особенности строения природных резервуаров, заключающихся в приуроченности месторождений к зонам повышенных (до 40 м) мощностей “песчаниковой пачки” шешминского горизонта, перекрытой пачкой “лингуловых глин” нижеказанского подъяруса (глубина залегания от 0 до 200 м).

Определены рациональные комплексы геофизических исследований для различных стадий геологоразведочных работ. На региональном и поисковом этапах выполняется электроразведка в модификациях вызванной поляризации (ВП) и зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБЗ).

Для локального прогнозирования полезных ископаемых по результатам электроразведки методом ВП разработана методика вычисления функции комплексного показателя $F(p_k, \eta_k)$. Суммарный показатель определяется как произведение нормированных по максимальному значению отдельных признаков геофизических полей. О существовании ловушек углеводородов на глубине могут свидетельствовать зоны повышенных величин на разрезах и графиках $F(p_k, \eta_k)$, полученных соответственно по материалам ВЭЗ-ВП, СЭП-ВП. На разрезах $F(p_k, \eta_k)$ залежь природных битумов выделяется четко выраженной локальной аномалией с максимумом в центре залежи, на графиках $F(p_k, \eta_k)$ - в виде увеличенных значений рассматриваемого параметра.

По данным метода ЗСБЗ (аппаратура “Каскад”) над скоплениями природных битумов следует ожидать закономерное изменение формы кривых $S_t(H_t)$; кривые со значительным приростом проводимости характеризуют межструктурные понижения и крыльевые части верхнепермского поднятия, кривые с небольшими приращениями проводимости свод структуры. Аппаратура “Каскад” в отличие от серийно выпускаемых станций типа “ЦЭС-2” и “Цикл” позволяет регистрировать переходные процессы в диапазоне дискретных времен от 3 мкс до 63 мс, т.е. в интервале глубин от 5 м. При геологической интерпретации эффективно использование разрезов дифференциальных проводимостей $\Delta S_t(\Delta H_t)$, на которых, в ряде случаев мозаичная аномалия пониженной проводимости, отображающая наличие битумной залежи, окаймляется зоной повышенных значений указанного параметра.

2. Дистанционный экологический мониторинг.

В комплексе экологических защитных мероприятий одним из главных направлений является организация контроля экологической ситуации путем ее периодического исследования, мониторинга. В ГНПП “Аэрогеофизика” разработана и успешно эксплуатируется система оперативного контроля состояния объектов городского хозяйства, разработки месторождений полезных ископаемых и окружающей среды посредством комплексных дистанционных съемок, включающих методы аэрогамма - спектрометрии, тепловой инфракрасной, аэрозольной и газовой аэросъемок.

Комплексные экологические аэросъемки эффективное средство активного контроля состояния окружающей среды, позволяющее получить как осязаемый социальный эффект (в плане улучшения показателей качества жизни населения и др.), так и практический экономический. Преимуществами дистанционных съемок являются их оперативность, комплексность, высокая достоверность и экономичность (возможность за один вылет получить комплекс характеристик, вследствие чего стоимость выполнения каждого вида работ существенно снижается). При этом в силу оперативности и мобильности съемок удается получить как бы мгновенный "снимок" экологической ситуации, что крайне важно для установления связей между характером и степенью загрязнения исследуемой территории и показателями качества жизни.

Выполнение работ в режиме мониторинга (2-4 раза в год) позволяет установить наиболее устойчивую часть загрязняющих факторов и учесть в результатах наблюдения сезонные колебания в их концентрациях.

В состав комплекса дистанционных аэроэкологических съемок могут быть включены тепловая ИК- аэросъемка, аэрогамма - спектрометрия, газовая и аэрозольная съемки. Масштаб работ 1:10 000 и мельче, при этом отбор проб аэрозолей обеспечивается для квадратов размером 500x500 м и крупнее.

В настоящее время с помощью указанного комплекса дистанционных исследований успешно решается ряд практических задач городских хозяйственных служб и проблем контроля окружающей среды на объектах горнодобывающей промышленности. К их числу относятся: уточнение местоположения и определение состояния подземных тепловых сетей и продуктопроводов, в том числе обнаружение мест утечек; выявление промышленных и коммунальных сбросов загрязненных сточных вод в реки и водоемы (в том числе субаквальных и малобитных); обнаружение участков скрытого возгорания на полигонах по захоронению отходов (свалках) и на торфяниках; выявление участков подтопления и заболачивания почв; контроль состояния твердых дорожных покрытий и взлетно-посадочных полос аэропортов; определение характера и степени загрязнения территории естественными и искусственными радионуклидами, выявление площадей, загрязненных техногенными радиоактивными веществами, и точечных радиоактивных источников; оценка степени загрязнения воздушной среды

путем картирования распределения в атмосферном аэрозоле основных элементов-загрязнителей; определение в свободной атмосфере концентраций двуокиси азота, двуокиси серы и метана по трассе полета в реальном масштабе времени; выявление наиболее устойчивых комбинаций загрязняющих факторов, их источников и закономерностей распределения на территории города и районах освоения минерально - сырьевых ресурсов.

Аэросъемочные работы выполняются на вертолете МИ-8 по системе параллельных маршрутов с интервалом 100-250 м. Высота полета - 150-300м. Для проложения маршрутов и плановой привязки результатов измерений используется система космической навигации DGPS. К настоящему моменту разработка и апробация методики этих нетрадиционных аэросъемок полностью завершена. Регулярно выполняются съемки ряда городов России (в том числе Москвы, Тулы, Норильска, Липецка и др.).

Аэрогамма-спектрометрия проводится с целью определения состава и плотности загрязнения изучаемой территории гамма-излучающими радионуклидами естественного и искусственного происхождения как ареального типа, так и точечных техногенных источников. В последнее время нередки случаи использования для строительства материалов, зараженных радионуклидами. Съемка выполняется 512-канальным цифровым спектрометром с полициновыми детекторами NaJ(Tl) объемом 48 л., позволяющим получить энергетическое разрешение по линии 0.662 МэВ (Cs137) - 9%. По результатам строятся карты распределения естественных (K, U, Th, Rn222) и искусственных (Cs137) радионуклидов. Разработанная технология аэрогамма - спектрометрических наблюдений позволяет определять не только плотность поверхностного загрязнения Cs137, но и количество запасенного почвой Cs137 (в результате сельскохозяйственной деятельности и естественной миграции радионуклидов вглубь почвенного слоя). Уникальная аппаратура и оригинальная технология обработки материалов, разработанные в ГНПП "Аэрогеофизика", позволяют выполнять по данным аэрогамма - спектрометрии картирование распределения локальной составляющей свободного радона, контролирующего геодинамические зоны (зоны современных разломов). Подобная информация полезна при проектировании строительства, определении мест первоочередного контроля службами санэпиднадзора подвальных помещений уже построенных зданий, а также при типологическом районировании территории размещения скоплений полезных ископаемых по естественным факторам защищенности геологической среды.

Тепловая инфракрасная аэросъемка (ТИКАС) проводится с помощью четырехканальной тепловизионной сканирующей системы высокого разрешения на базе оптической головки "Вулкан". Выполняется в спектральных диапазонах 0.3-0.7, 3-5 и 8-12 мкм с чувствительностью ИК - каналов 0,25 град, (при температуре фона 20⁰ С). В процессе ИК аэросъемки непосредственно в режиме реального времени цифровое ИК -изображение сжимается примерно в два раза и записывается на жесткий диск бортового

компьютера с одновременной визуализацией измерений на мониторе. Впоследствии производится архивация данных на CD-ROM или магнитооптические диски. В зависимости от класса решаемых задач предусмотрена возможность изменения плотности записи от 600 до 4000 точек на строку сканированного изображения, что при высоте полета 250 м обеспечивает разрешающую способность от 0.68 до 0.12 метра на пиксел. Пакет компьютерной обработки данных тепловой ИК-аэросъемки позволяет выполнять детальный просмотр по маршрутным изображениям, яркостную коррекцию файлов изображений, ввод и увязку отсканированного изображения топоосновы. Производится пространственная коррекция и масштабирование изображений по топографической основе произвольного масштаба, "сшивание" по маршрутным изображениям в единую карту теплового поля, экспорт полученных изображений или их фрагментов в распространенные графические форматы (TIF, BMP и др.).

Результаты обработки и интерпретаций материалов тепловой ИК-аэросъемки представляются в виде файлов тепловых изображений (по маршрутные ИК - изображения для экспресс - интерпретации заказчики могут получить буквально через 1 сутки после проведения съемки) и (или) карт требуемого масштаба с вынесенной на них информацией о состоянии контролируемого объекта. Может быть получена экологическая информация о техногенных сбросах в реки и водоемы, состоянии свалок, участках подтопления и др. Большими возможностями обладает геотермия при выявлении очагов загрязнения (засолонения), возникших в результате перетоков подземных вод из нижних горизонтов в верхние при разработке нефтяных и битумных месторождений.

Аэрозольная аэросъемка проводится путем отбора проб атмосферного аэрозоля на специальные фильтры с помощью малогабаритного фильтровального устройства. Используемые фильтры выполнены в виде дисков диаметром 40 мм, являются особо чистыми и имеют эффективность улавливания атмосферных аэрозолей не менее 95% при скоростях отбора проб от 0,5 до 1,5 м/с. Специально разработанная методика отбора проб атмосферного аэрозоля реализована таким образом, что один фильтр строго характеризует элемент исследуемой площади, например, 1,0 x 1,0 или 2,0 x 2,0 км.

Анализ химического состава отобранных проб выполняется методом атомно-эмиссионной спектроскопии со связанной плазмой, что позволяет одновременно определять концентрации значительного числа элементов в широком диапазоне содержаний с достаточно высокой точностью и пределами обнаружения от 0,1 до 0,002 мкг/фильтр. Данные лабораторных анализов в мкг/фильтр с учетом объема прокаченного воздуха и фонового содержания металлов пересчитываются в объемную концентрацию в мкг/м³.

На основе исследования структуры выбросов промышленных предприятий, определен перечень основных химических элементов-загрязнителей. Это ванадий (V), железо (Fe), кадмий (Cd), кальций (Ca), кобальт (Co), марганец (Mn), медь (Cu), молибден (Mo), мышьяк (As), никель

(Ni), ртуть (Hg), свинец (Pb), селен (Se), сурьма (So), титан (Ti), хром (Cr), цезий (Cs), цинк (Zn), цирконий (Zr). По результатам аэрозольной съемки строятся карты распределения соответствующих элементов в атмосферном аэрозоле и выявляются районы с неблагоприятным составом воздуха. В результате долгосрочного мониторинга выделяются устойчивые атмосфернохимические ореолы, определяется динамика изменений состава загрязняющих аэрозолей и эффективность принимаемых мер.

Газовая аэросъемка проводится установленными на борту вертолета корреляционными оптическими газоанализаторами, которые предназначены для определения в свободной атмосфере концентраций двуокси азота (NO_2) и двуокси серы (SO_2) на трассе ниже высоты полета в реальном масштабе времени, а также оптическим инфракрасным лазерным абсорбционным газоанализатором на метан - (CH_4). Дистанционный оптический метод определения содержания газообразных примесей основан на анализе спектров поглощения газов. Результаты газовой аэросъемки очень эффективно дополняют данные от остальных измерительных каналов комплекса и помогают отделять стационарные источники промышленного загрязнения воздуха от загрязнения, вызванного автомобильным транспортом (NO_2), отходами нефтепродуктов, продуктами распада органических веществ (CH_4), отходами металлургического производства и выбросами теплоцентралей.

Для каждого из анализируемых элементов существуют нормативы предельно допустимых концентраций в воздухе. Аэросъемки позволяют получить наиболее объективную картину за счет равномерного исследования территории и унификации условий наблюдений. Повышение достоверности результатов аэросъемок достигается с помощью данных сопутствующей наземной съемки. Комплексный анализ как тех, так и других материалов позволяет выявить наиболее устойчивые сочетания элементов - загрязнителей, их источники и возможное воздействие на здоровье людей, проживающих в разных районах города и в условиях деятельности горнодобывающих предприятий. Это дает основу для организовать адресных мероприятия по улучшению состояния воздушной среды, в том числе посредством обустройства очистных сооружений целевого назначения.

Указанные выше виды съемок могут выполняться в режиме мониторинга (2 - 4 раза в год), либо как режимные патрульные наблюдения.

Разработанная система регистрации полетных данных на бортовой компьютер осуществляет одновременную запись в реальном времени до четырех каналов изображения. Регистрация, обработка и интерпретация материалов при всех видах съемок выполняются на IBM- совместимых компьютерах и рабочих станциях с использованием оригинальных пакетов программ. Создаваемый при этом банк данных используется как для принятия оперативных решений (при обнаружении аварийных ситуаций), так и для анализа динамики состояния контролируемых объектов. Получаемая в результате цифровая информация может быть включена в любую существующую компьютерную геоинформационную систему.

Дистанционные аэрометоды охватывают основные компоненты мониторинга экологического состояния крупных промышленных центров и районов с наибольшей концентрацией разрабатываемых месторождений различных полезных ископаемых. Точность наблюдений аэрометодов, оперативность и компьютерное обеспечение позволяют получать материалы в сжатые сроки с минимальными затратами на единицу исследуемой площади.

3. Геофизический мониторинг скважин.

Предполагает оценку гидрогеоэкологического состояния недр. Проводятся регулярные геофизические исследования в скважинах, пробуренных по контуру интересующих геологических объектов (месторождения природных битумов и тяжелых нефтей).

Неоспоримые достоинства ГИС (Г.Е. Яковлев, 1996, 2000):

- жёсткая долговременная привязка к местности пунктов наблюдений;
- отсутствие влияния поверхностных (в частности, метеорологических) факторов;
- возможность изучения процессов, происходящих в скважинах, в течение длительного времени после окончания бурения.

Задачи:

- контроль за изменением во времени количества, состава и динамики флюидов в поровом пространстве горных пород;
- оценка вариаций теплового потока;
- геофизическая аттестация скважин, включая определения технического состояния обсадной колонны и цементного кольца и др.

Важна способность методов ГИС в определении петрофизических параметров горных пород в естественном залегании. Установлено (Г.Е.Яковлев,2000), что петрофизические свойства служат основными индикаторами состояния недр и его изменений во времени. Специфика исследований при мониторинге заключается в необходимости выявления весьма тонких особенностей геофизических полей, порождаемых незначительными вариациями состояния геологической среды. С точки зрения информационных возможностей геофизические исследования скважин относятся к детальным наблюдениям, позволяющим, в частности, определить количественные характеристики петрофизических свойств пород. Поэтому они весьма перспективны при мониторинге природно-технических систем в случае применения теплового воздействия для извлечения углеводородного сырья из битумоносных отложений.

Комплексирование геофизических методов по вертикали служит гарантом эффективного информационного обеспечения процессов освоения месторождений природных битумов и тяжелых нефтей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ имеющегося геолого-геофизического материала и выполненных построений позволяет положительно оценить перспективы нефте-битуминозности верхней части геологического разреза на землях юго-востока Республики Татарстан. Потенциальным резервом добычи нефти и природных битумов на современном этапе являются нижнепермские карбонатные отложения. На основе детального изучения геологического строения Южно-Татарского свода обоснованно осуществлен выбор объекта исследований. На юго-восточном склоне из сакмаро-артинских карбонатных отложений нижней перми получены промышленные притоки нефти относительно невысокой вязкости (Николашкинский участок Урустамакского нефтяного месторождения). Глубина залегания нефтенасыщенных пород нижней перми сравнительно небольшая и изменяется от 250 до 500 м. Наличие нефтепроявлений в нижнепермских отложениях освоенных месторождений глубоких горизонтов существенно повышает интерес к этой части разреза. Хронология открытий промышленных скоплений углеводородов восточной части Волго-Уральской антеклизы подтверждает высокие перспективы пермских отложений Южно-Татарского свода. Проведенная в последние годы разведка наиболее перспективных участков на крайнем юго-востоке Татарстана и сопредельных землях Башкортостана свидетельствует о значимости залежей нефти в карбонатных коллекторах нижней перми, как объекта эксплуатации.

Выделенный автором сакмаро-артинский природный резервуар служит базой для целенаправленного изучения нижнепермских отложений. Построены для площади 12200 кв. км карта мощности пород сакмарского яруса и структурная карта по эрозионной поверхности этих образований (данные 1800 структурных скважин; масштаб 1:100000, 1:200000).

Выявлено, что определяющие критерии прогнозирования - приподнятое залегание эродированной поверхности и увеличенная мощность сакмарского яруса. При этом, принято во внимание наличие полей битумопроявлений и нефтеносности рассматриваемых и нижележащих отложений, присутствие тектонических нарушений, распространение древних (неогеновых) долин. Достаточно полно рассмотрены особенности строения Николашкинского нефтебитумного и Матроссовского газонефтяного месторождений.

Прогнозирование нефтебитумоносности пермских (преимущественно сакмарских) отложений базируется на следующих геологических предпосылках:

- Визуальные битумопроявления (по керну).
- Наличие пород-коллекторов и выдержанной покрышки.
- Современное структурное положение.
- Присутствие тектонических нарушений.

- Существование известных скоплений нефти в аналогичных геологических условиях в рамках идентичных тектонических элементов
- Плановое соответствие (полное или частичное) с залежами нефти карбона и девона.
- Близость физико-химических свойств пермских и каменноугольных нефтей.

Последние два фактора, особенно совпадение в плане перспективных участков со скоплениями углеводородов в нижних звеньях осадочного покрова, являются определяющими в выборе первоочередных объектов освоения (в частности, нижнепермские карбонатные толщи Южно-Татарского свода), так как, позволяют проведение части мероприятий по разведке залежей нижнепермской нефти за счет эксплуатационного бурения на нижележащие горизонты.

В диссертации:

- Сформулирована комплексная программа изучения нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода. Программа носит многоцелевой характер и охватывает следующие аспекты: стратиграфию и литологию, палеонтологию, петрографию, тектонику, геофизическую разведку. Дано обоснование постановки комплексных исследований.
- Выполнен анализ предшествующих работ и дана оценка состояния литолого-петрографических и стратиграфических исследований в связи с прогнозом нефте-битумоносности отложений нижнего отдела пермской системы рассматриваемой территории. Показано, что целенаправленные исследования по стратиграфии, литолого-фациальным и петрографическим особенностям сульфатно-карбонатных образований в достаточном объеме не осуществлялись.
- Приоритетным направлением является использование новейших методов изучения литолого-петрографических особенностей строения нижнепермских сульфатно-карбонатных пород: электронная радиоспектроскопия, ядерно-магнитный резонанс, атомно-эмиссионный спектральный анализ и др.
- Отмечена, целесообразность выполнения опытно-методических работ по разработке рациональной методики поисков и разведки локальных скоплений углеводородов методами разведочной геофизики.
- Показана необходимость для повышения эффективности выделения в разрезе продуктивных интервалов и определения подсчетных параметров апробация расширенного набора геофизических исследований скважин.
- Освещены экологические аспекты освоения залежей углеводородов в верхней части разреза. Предложен методический подход по проведению экологического мониторинга нефтебитумоперспективных территорий.

Реализация комплексной программы может быть выполнена на основе создания опорного полигона в пределах юго-востока Республики Татарстан, в частности наиболее изученного участка Матроссовского месторождения.

Успешные поиски скоплений нефти и природных битумов в верхних горизонтах осадочного покрова платформенных территорий требуют комплексного подхода. В диссертации рассмотрены факторы формирования скоплений углеводородов в верхней части разреза. Соискателем разработана методология оценки нефтегазобитумоперспектив, которая базируется на следующих положениях:

- пересмотр и переинтерпретацию геолого-геофизических материалов по скважинам для изучения особенностей строения природных резервуаров;
- обнаружение и трассирование зон повышенной трещиноватости (или разуплотнения) как возможных путей миграции и подтока УВ из отложений нижележащих нефтегазоносных комплексов (картирование по данным наземных и аэрокосмических съемок);
- выявление ловушек при помощи проведения детальных геофизических работ и палеогеоморфологического анализа;
- определение ключевых участков (места пересечения ярко выраженных ловушек и возможных путей миграции УВ);
- постановка целенаправленного бурения на основе систематизации всех имеющихся геолого-геофизических материалов.

Малые глубины залегания продуктивных пластов, наличие развитой инфраструктуры нефтедобычи из нижезалегающих отложений осадочного покрова значительно снижают стоимость наращивания запасов на поздней стадии разработки старых нефтедобывающих регионов. Методология изучения нижнепермского природного резервуара Южно-Татарского свода может рассматриваться как база для теоретических и практических предпосылок выявления новых объектов в районах с высокой освоенностью недр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. *Акишев И.М.* Результаты изучения битумоносности пермских отложений и перспективы дальнейших поисково-разведочных работ на залежи природных битумов // Пути повышения эффективности подготовки новых запасов нефти на месторождениях Татарии. - Альметьевск, 1985. - С. 90-92.
2. Актуальные проблемы промыслово-геофизических исследований скважин // Нефтегазовая геология и геофизика – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – 133 с.
3. *Александров Б.Л.* Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами. – М.: Недра, 1979. – 200 с.
4. *Анисимов Б.В., Ибрагимов Р.Л., Пухов А.Г.* Основные принципы типизации геологической среды нефтедобывающих районов в природоохранных целях // Труды ТатНИПИнефть. - Вып. 60. – Бугульма, 1987. – С. 60–74.
5. *Боровский М.Я.* Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов: Автореф. дисс... канд. геол.-мин. наук. – Казань: КГУ, 2001. – 23 с.
6. *Боровский М.Я.* Плотностные неоднородности верхней части разреза // Разведочная геофизика. - Вып. 99. - М.: Недра, 1984. - С. 110-112.
7. *Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нургалеев Д.К.* Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты. - Казань: Экоцентр, 1996. – 316 с.
8. *Боровский М.Я., Швыдкин Э.К., Мухаметшин Р.З., Халабуда Ю.Э., Успенский Б.В.* Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации месторождений природных битумов. - М.: Геос, 2000. - 170 с.
9. *Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л.* Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1982. – 200 с.
10. *Боярчук А.Ф.* Современное состояние и перспективы развития промыслово-геофизических методов изучения трещинных коллекторов // Нефтегазовая геология и геофизика. - Вып. 7.(48). – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 54 с.
11. *Валитов Н.Б.* Типы взаимоотношений самородной серы и битумов на Водинском месторождении и роль последних в формировании серных залежей Средневожского бассейна // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1974. - С. 155-163.
12. *Войтович Е.Д.* Нефтеносность карбонатных отложений палеозоя в пределах разведочных площадей Татарии // Нефтеносность карбонатных коллекторов палеозоя. - Бугульма. 1975. - С. 14-37.
13. *Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С.* Ресурсная база природных битумов и высоковязких нефтей в пермских отложениях Татарстана // В кн.:

Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений, т. II – Казань: Экоцентр, 1999. – С. 14-19.

14. Геология СССР. Поволжье и Прикамье. Т. XI. Часть 1. Геологическое описание (коллектив авторов) – М.: Недра, 1967. - 871с.

15. Геолого-геохимические основы освоения битумных месторождений Среднего Поволжья / Успенский Б.В. и др. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1988 – 124 с.

16. *Гершанок Л.А.* О детальном магнитных наблюдениях при исследованиях на нефть и газ // Геофизические методы поисков и разведки нефти и газа. - Пермь: Изд-во Пермского университета, 1983. - С. 128-130.

17. *Гершанок Л.А.* О природе локальных магнитных аномалий, связанных со структурами в осадочной толще // Геофизические методы поисков и разведки нефти и газа. – Пермь: Изд-во Пермского университета, 1979.- С.137-139.

18. *Грунис Е.Б.* Ускоренная разведка и освоение залежей нефти в сложнопостроенных ловушках (на примере востока Русской плиты). - СПб.: ВНИГРИ, 1995. – 194 с.

19. *Желтова А.Н., Павлов П.Д., Николишин Д.А.* Электрокаротажные реперы и литологические маркирующие горизонты палеозоя Татарии // Результаты поисковых работ и оценка перспектив нефтеносности. – Казань: Татарское книжное изд-во, 1974. – С. 90–101.

20. *Замилацкая Т.К.* «Комплексы фораминифер сакмарского яруса нижней перми Волго-Уральской нефтегазоносной провинции» // В кн.: Фауна и стратиграфия палеозоя Русской платформы. - Труды ВНИГНИ. - Вып. 93. - М.: Недра, 1969. - С. 208-214.

21. *Захарченко Т.А.* Ядерная магнитная релаксация жидкостей в пористых средах. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1984. - 98с.

22. *Ильин В.Д., Смирнов Л.Н., Сневак Ю.А.* Формирование залежей углеводородов в трёхслойном природном резервуаре // Советская геология. – 1982. - № 7 - С. 27-37.

23. *Ильин В.Д., Строганов В.П., Смирнов Л.Н. и др.* Методика локального прогноза нефтегазоносности юрских карбонатных отложений Узбекистана // Советская геология. – 1981. - № 4 - С. 15-27.

24. *Ильинский В.М., Лимбергер Ю.А.* Геофизические исследования коллекторов сложного строения. – М.: Недра, 1981. – 208 с.

25. *Итенберг С.С., Шнурман Г.А.* Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М.: Недра, 1984. – 256 с.

26. *Кадышев Ю.П., Томашевская А.И.* Комплекс промыслово-геофизических методов для изучения битумосодержащих отложений // Нефтегазовая геология и геофизика. – № 12. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - С. 29-33.

27. Карбонатные отложения – основной объект поисков и разведки новых залежей нефти и газа в Урало-Поволжье / В.Н.Быков, В.В.Поповин, И.И.Наборщикова и др. // Труды ВНИГНИ, - Вып. 226. – М.: Недра, 1982. – 151 с.

28. *Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., и др.* Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана // Геофизика – 2001. - № 4. - с. 82-86.

29. *Кузнецов В.Г.* Некоторые черты эволюции карбонатакопления в истории Земли. Сообщение 1. Эволюция масштабов, механизмов и обстановок карбонатакопления // Литология и полезные ископаемые. - № 1. -2000. - С. 40-55.

30. *Мальковский Ф.С.* Пермские отложения Татарии по материалам структурного бурения: Стратиграфические схемы палеозойских отложений. Пермская система. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – С. 126 – 131.

31. *Миропольский Л.М.* Топогеохимическое исследование пермских отложений в Татарии. - М.: Изд-во АН СССР, 1956.- 264 с.

32. *Муравьев Ф.А., Булка Г.Р., Винокуров В.М. и др.* Типоморфизм маркирующих горизонтов пермских отложений Республики Татарстан по данным ЭПР // Доклады Международного симпозиума «Верхнепермские стратотипы Поволжья» (28 июля-3 августа 1998 г.). – М.: ГЕОС, 1999. - С. 275-282.

33. *Муслимов Р.Х., Головкин С.Н., Захарченко Т.А., Захарченко Н.Л.* Применение ЯМР в нефтяной геологии. - Казань: ООО «Образцовая типография», 1998. - 103с.

34. *Муслимов Р.Х.* Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов // В кн.: Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений, т. I. – Казань: Экоцентр, 1999. – С. 4-27.

35. *Муслимов Р.Х., Войтович Е.Д.* Геологические условия размещения пермских природных битумов на территории Татарстана // В кн.: Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений, т. II. – Казань: Экоцентр, 1999. – С. 20-24.

36. *Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Успенский Б.В.* Состояние ресурсной базы природных битумов Татарстана и перспективы её освоения // В кн.: Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений, т. II. – Казань: Экоцентр, 1999. – С. 4-13.

37. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана / В.К.Утопленников, Х.К.Самигуллин, К.В.Антонов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 271 с.

38. *Овнатанова Н.С., Ахметшина Л.З.* Зональная шкала карбона-нижней перми Прикаспийской впадины (по конодоитам) // В кн.: Стратиграфия и палеонтология палеозоя Прикаспийской впадины. - М.: ВНИГНИ, 1987. - С. 103-114.

39. Результаты литологического исследования верхнеказанских отложений Курналинской площади ТАССР / Н.Г.Мухутдинова // Сб. Спектроскопия, кристаллохимия и реальная структура минералов и их аналогов. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1990. – С. 103-109.

40. Решение межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы (Ленинград, 1988 г.) Пермская система. - Л., 1990.
41. Решение межведомственного стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988 г.) Пермская система. - Л., 1990.
42. Руководство по определению коллекторских свойств горных пород и насыщающих их флюидов методом импульсного ядерного магнитного резонанса (ЯМР). РД-34-4-1070-84. Миннефтепром СССР, 1984. – 50 с.
43. Сафронюцкий П.А. Основные этапы изучения нижнепермских отложений // Нижнепермские отложения Камского Предуралья. Труды ВНИГНИ. - Вып. 118. – Пермь: Пермское книжное изд-во, 1973. – С. 5-27.
44. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л., Недра, 1989. – 260 с.
45. Степанов В.П., Боронин В.П. и др. Кольцевые структуры земной коры Волжско-камской антеклизы. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1983. – 98 с.
46. Типоморфизм маркирующих горизонтов пермских отложений РТ по данным ЭПР / Ф.А.Муравьев, Г.Р.Булка, В.М.Винокуров, А.А.Галеев, Н.М.Низамутдинов, В.Г.Халымбаджа, Н.М.Хасанова // Доклады Международного Симпозиума «Верхнепермские Стратотипы Поволжья» (28 июля – 3 августа 1998 г.). – М.: ГЕОС, 1999. – С. 275-282.
47. Тихвинский И.Н., Близеев Б.И. Основные закономерности строения и условий накопления кунгурских отложений Урало-Поволжья (в связи с перспективами калиенности) // В кн.: Литология и стратиграфия палеозойских отложений Русской и Скифской платформ. - М.: Наука, 1972. - С. 79-89.
48. Томашевская А.И. Критерии выделения битумонасыщенных коллекторов по данным геофизических исследований скважин // Геология и геофизика. - 1982. – Вып. II. – С. 16-17.
49. Тропольский В.И., Эллен С.С. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. - Казань: Изд-во Казанского университета, 1964. – 658 с.
50. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. -М.: Недра, 1979. – 200 с.
51. Тхостов Б.А., Везирова А.Д. и др. Нефть в трещинных коллекторах. – Л.: Недра, 1970. – 222 с.
52. Успенский Б.В. Условия формирования и размещения залежей битумов в уфимско-нижеказанских отложениях восточного борта Мелекесской впадины: Автореф. дисс.... канд. геол.-мин. наук - М.: МГУ, 1985. – 19 с.
53. Ханнанов М.Т. Газоносность пермских отложений Татарстана: Автореф. канд. дисс ... – Уфа, 2002. – 23 с.
54. Хасанов Р.Р., Успенский Б.В. Геохимическое обеспечение поисков углеводородного сырья в карбонатных комплексах // Тезисы докладов

Всероссийского съезда геологов и научно-практической геологической конференции «Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века». – кн. 4.- СПб., 2000. – 128 с.

55. Хасанов Р.Р., Успенский Б.В., Виноходова Г.В. Литолого-геохимические критерии выделения границы нижнего и верхнего отделов перми в Волго-Уральской области // Тезисы докладов международного симпозиума «Верхнепермские стратотипы Поволжья» (27 июля - 4 августа 1998г.). - Казань, 1998. - С. 65-66.

56. Шалин П.А. Геологическое строение уфимских отложений Южно-Татарского свода в связи с поиском и разведкой скоплений природных битумов: Автореф. дисс... канд. геол.-мин. наук. – Уфа, 1984. - 16с.

57. Швыдкин Э.К. Активные эпигенетические процессы в разрезах над залежами углеводородов и формирование геохимических и геофизических полей // Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы. Материалы Первой Всероссийской конференции (10-15 ноября 1997г.). – Казань: Изд-во Казанского университета. – 2000.- С. 371-375.

58. Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. – М.: Наука, 1973. – 190 с.

59. Яковлев Г.Е. Исследование скважин большими градиент-зондами. – М.: Недра, 1990. – 176 с.

60. EPR probes in sedimentary rocks: the features of Mn and free radicals distribution. /Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Mukhutdinova N.G. et.all., // Appl.Magn.Res.,- 1991, v. 2. № 1, p.107-115.

61. Khassanov R.R., Novikov A.A. The use of methods of mathematical statistics for providing geochemical criteria of determination of stratigraphical units in polyfacies of Upper Permian of Volga-Urals region.- The International section on Mathematical methods in Geology and the VI-th International Symposium on Application of Mathematical methods Computers in Mining, Geology and Metallurgy / Proceedings Volume. MA./Editor:Dr.Vaclav Nemes.- Prague, 1997-MA8.

Фондовая

1. Геологический отчет по структурному бурению с целью изучения нефтеносности пермских отложений на Кулбаевской площади: Отчет (заключительный) / тематическая партия № 1 ТГПК АНК Башнефть.- Октябрьский, БАССР, 1986.- Отв. исп. Масагутов Р.Х., Успенский А.Б.

2. Использование дистанционных методов для топогеодезической подготовки площадей полевых геофизических работ и выделения геологических объектов в условиях Татарского свода: Отчет /ОМП 39/90- , КГЭ, ПО "ТНГФ". - Казань, 1990. - Отв. исп. Александров В.К.

3. Комплексный анализ результатов поисковых и разведочных работ с целью повышения эффективности глубокого бурения на нефть в западной части Башкортостана: Отчет о НИР / ТГПК, - Октябрьский, 1994. - Отв. исп. Чепурченко В.В.

4. Лабораторные исследования коллекторских свойств битуминозных отложений перми, нефтеносных отложений карбона и девона по месторождениям Татарии за 1991 год: Отчет (заключительный) / ГПК. - Альметьевск, 1991. - 557 с. - Отв. исп. Макарова С.В., Дорофеева Е.А., Харисова Т.А. и др.

5. Лабораторные исследования коллекторских свойств керна по битумонасыщенным пермским отложениям Татарии: Отчет (заключительный) / ГПК: - Альметьевск, 1992. - 445 с. - Отв. исп. Макарова С.В., Харисова Т.А., Плотникова Е.А. и др.

6. Лабораторные исследования коллекторских свойств керна по битумонасыщенным пермским отложениям Татарии: Отчет (заключительный) / ГПК. - Альметьевск, 1993. - 379 с. - Отв. исп. Макарова С.В., Габдрахимова Р.Г., Плотникова Е.А. и др.

7. Легенда Средневолжской серии листов государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (издание второе), объяснительная записка. Гл. ред. В.П. Кириков. - Н. Новгород: 1999.

8. *Мальковский Ф.С. и др.* Стратиграфия, литология и фации верхнего карбона и перми отдельных районов ТАССР по данным структурного бурения треста Татнефтегазразведка. – фонды ТНГР.

9. *Марамчин С.А. и др.* Геологическая карта Республики Татарстан. Отчет о научно исследовательской работе «Разработка опорных легенд для Государственных геологических карт с элементами геоэкологического картирования масштаба 1:50 000 с общими поисками на территории Татарстана в 1993 и 1994 г.г. В.М. Игонин, Н.А. Сагитов и др. – Казань. - 1994.

10. Окончательный отчет о результатах бурения на Сулинской площади и испытания на нефть скважины 268А (Бавлинский район ТАССР и Секретарский район Чкаловской области): Отчет / трест ТНГР; -Инв № 1486 (2). - Казань, 1956. - 274 с. - Отв. исп. Байдова И.К., Азизов А.И., Линьков В.И.

11. Окончательный отчет о результатах разведки Николашкинского нефтяного месторождения: Отчет / ГПК ТНГР. - Альметьевск, 1960. - 107 с. - Отв. исп. Капуста И.С.

12. Окончательный отчет о результатах структурного бурения на Урустамакской площади: Отчет / ГПК; № ГР 32-87-34/16.- Альметьевск, 1990. - 255 с. - Отв. исп. Гаврилов В.С., Михайлов В.П.

13. Отчет «Анализ геологических условий и проект разведки нижнепермских нефтяных залежей в пределах Николашкинского месторождения». Бугульма, 1996. - Отв. исп. Зав. отделом поисковой и разведочной геологии Ларочкина И.А.

14. Отчет о результатах структурного бурения на Фоминовской площади: Отчет (заключительный) /АГРЭ; № ГР 32-88-355/1.- Альметьевск, 1994.- 128 с. - Отв. исп. Петров Г.А.

15. Сводная геологическая карта доплейстоценовых отложений Республики Татарстан. Масштаб 1:200000. Пояснительная записка. // С.А.Марамчин, М.Л.Руднев, Ю.Г.Семакин Ю.Г. и др. - Казань. 1997. – 116 с.

Авторская литература

1. М.Я. Боровский, Ю.И. Волков, В.И. Богатов, А.А. Ефимов, Б.В. Успенский, В.В.Лохвицкий, И.А.Якимова. Разработка геолого-геофизических критериев прогнозирования залежей углеводородов в карбонатных коллекторах нижнепермских отложений Республики Татарстан. //Перспективы и эффективность разработки залежей нефти в карбонатных и слабопроницаемых коллекторах. – Тезисы докладов межрегиональной научно-практической конференции. – Альметьевск, 2003.-С.68-69
2. Б.В.Успенский, И.А.Якимова, М.Я.Боровский, В.И.Богатов. Повышение эффективности геологоразведочных работ на углеводороды за счет верхней части разреза. //Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов.– Тезисы докладов межрегиональной геологической научно-технической конференции. - Лениногорск, 2003.-С.38-44.
3. В.Г.Мавричев, С.И.Козеев, А.А.Петрова, И.А.Якимова, Э.К.Швыдкин, М.Я.Боровский, В.И.Богатов, Б.В.Успенский. Выявление залежей углеводородов в пермских отложениях по материалам аэромагнитной съемки. – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М: ВНИИОЭНГ – 2003. -№7 – С.21-28.
4. М.Я.Боровский, Б.В.Успенский, В.И.Богатов, И.А.Якимова. Физико-геологические предпосылки поисков скоплений углеводородов в нижнепермских отложениях Южно-Татарского свода. – Геология нефти и газа. –2003. -№4 – С.49-52.
5. Р.Р.Хасанов, Б.В.Успенский, А.А.Новиков, И.А.Якимова. Геохимические критерии расчленения стратиграфического разреза «немых» карбонатных толщ. – Геология нефти и газа. –2003. -№4 – С.53-56.
6. Г.Е.Яковлев, Б.В.Успенский, И.А.Якимова, М.Я.Боровский, В.И.Богатов. Об изучении нефтеносности нижнепермских отложений юго-востока Татарстана методами ГИС. – Геология нефти и газа. –2003. -№5 –С.58-61.
7. Мухаметшин Р.З., Иванов А.И., Якимова И.А., Успенский Б.В., Боровский М.Я. Особенности формирования скоплений нафтидов в нижнепермских отложениях Южно-Татарского свода //Материалы V Конгресса нефтегазопромышленников России, - Казань: ЗАО «Новое знание», 2004 – С.78.
8. Боровский М.Я., Богатов В.И., Галимуллин И.И., Успенский Б.В., Якимова И.А. Гравиметрическое сопровождение геологоразведочных работ на нефть и газ. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2005 и последующие годы. - Тезисы докладов научно-практической региональной конференции. Саратов, 2004. - С. 130-131.
9. Волков Ю.В., Успенский Б.В., Боровский М.Я., Якимова И.А. Нетрадиционные источники углеводородного сырья – энергетический резерв регионов. //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа. М: Геос., 2004. – С. 111-112.

10. Мавричев В.Г., Гололобов Ю.Н., Успенский Б.В., Якимова И.А. Вопросы формирования залежей углеводородов в пермских отложениях//Материалы V Конгресса нефтегазопромышленников России. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2004. – С. 92.
11. Боровский М.Я., Богатов В.И., Ефимов А.А., Якимова И.А. Повышение эффективности геологоразведочных работ в связи с освоением нефтеперспективных территорий и объектов нераспределенного и распределенного фонда недр. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2006 и последующие годы. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции.- Саратов, 2005. - С. 130-131.
12. Боровский М.Я., Ефимов А.А., Богатов В.И., Успенский Б.В., Якимова И.А., Ефимова К.А. Карст – многоэлементная система изучения геологического разреза. //Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 32-ой сессии Международного научного семинара имени Д.Г. Успенского. – Пермь: ин-ут УрО РАН, 2005. – С. 22-26.
13. Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Якимова И.А., Успенский Б.В. Особенности нижнепермских сложнопостроенных коллекторов Южно-Татарского свода. //Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: Материалы научной конференции. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2005. – С. 205-206.
14. Успенский Б.В., Якимова И.А. Нетрадиционные коллекторы нижнепермского карбонатного нефтебитуминозного комплекса. //Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. Материалы научной конференции. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2005. – С.277-279.
15. Успенский Б.В., Якимова И.А., Боровский М.Я., Богатов В.И., Волков Ю.В. Тяжелые нефти пермских отложений – энергоресурсный источник углеводородного сырья старых нефтедобывающих регионов. //Ресурсоэффективность и энергосбережение: Труды международного симпозиума. – Казань, КГУ, 2005. – С. 577-586.
16. Боровский М.Я., Успенский Б.В., Богатов В.И., Якимова И.А. Поиски залежей углеводородов в нижнепермском сульфатно-карбонатном комплексе юго-восточного склона Южно-Татарского свода. //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. М.: Геос., 2005. – С. 79-81.
17. Боровский М.Я., Богатов В.И., Ефимов А.А., Якимова И.А. Повышение эффективности геологоразведочных работ в связи с освоением нефтеперспективных территорий и объектов нераспределенного и распределенного фонда недр. //Тезисы докладов научно-практической региональной конференции «Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2006 и последующие годы» - Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", 2005 -С.57-59.
18. Боровский М.Я., Успенский Б.В., Якимова И.А., Ефимов А.А., Петров С.И. Новые варианты наращивания ресурсной базы старых нефтедобывающих регионов. //Тезисы докладов научно-практической региональной конференции "Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и

- Южного федерального округов на 2007 и последующие годы" - Саратов : ФГУП "НВНИИГГ", 2006 -С.15-17.
19. Боровский М.Я., Успенский Б.В., Якимова И.А. Проблемы освоения природных битумов и тяжелых нефтей: экология, геофизические методы учета и оценки влияния на окружающую среду// Материалы Международной научно-практической конференции "Природные битумы и тяжелые нефти" - СПб: "Недра",2006 – С.498-510
 20. Якимова И.А. Хронология изучения и открытия промышленных скоплений углеводородов в отложениях нижнего отдела пермской системы восточной части Волго-Уральской антеклизы // Материалы Международной научно-практической конференции "Природные битумы и тяжелые нефти" - СПб: "Недра",2006 – С.371-375
 21. Боровский М.Я.,Ефимов А.А., Якимова И.А., Успенский Б.В., Петров С.И. Геолого-геофизические модели зон битумонакопления. Тезисы докладов Восьмой Международной научно-практической конференции "ГЕОМОДЕЛЬ – 2006". - Геленджик: ГНЦ ФГУП ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ, 2006.- С.77-79.
 22. Петров С.И., Успенский Б.В., Абдуллин Р.Н., Боровский М.Я., Ефимов А.А., Якимова И.А. Природные битумы в системе энергоресурсосбережения. //Ресурсоэффективность и энергосбережение: Труды международного симпозиума. - Казань, КГУ, 2007. – С. 474-480.