

Салахидинова Гульмира Темирхановна

**Геолого-геохимические критерии локализации участков
современного перестроивания нефтяных месторождений
(на примере территории Татарстана)**

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Казань, 2018

Работа выполнена на кафедре геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука в Казанском (Приволжском) федеральном университете

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
доцент **Плотникова Ирина Николаевна**

Официальные оппоненты:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Бочкарев Анатолий
Владимирович**

доктор химических наук **Каюкова Галина
Петровна**

Ведущая организация:

**Уральский государственный горный
университет (УГГУ)**

Защита состоится ____ ____ года в ____ на заседании диссертационного совета

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке

Автореферат разослан _____

Ученый секретарь
Диссертационного совета

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция на протяжении более 80 лет является одним из ведущих регионов по добыче углеводородного сырья, а на территории Республики Татарстан (РТ) суммарная добыча нефти превысила 3 млрд т. Постепенное уменьшение ежегодного прироста запасов углеводородов (УВ) в этом регионе, а также высокая степень выработанности основных продуктивных горизонтов определяет необходимость привлечения высокоспециализированных геохимических исследований в промышленной практике для повышения эффективности нефтеотдачи пластов.

Вопросы локализации и оценки остаточных запасов на поздней стадии разработки месторождений являются приоритетными в нефтяной геологии. В последнее время все чаще поступают сведения о получении легких нефтей из полностью выработанных и обводненных участков. При этом наибольший практический интерес представляют гигантские месторождения с длительной историей добычи нефтяных УВ, на которых продолжают отборы легких безводных нефтей. Внимание к этой проблеме возникло на рубеже 20–21-го века (Э.А. Абля, К.Б. Аширов, И.Е. Баланюк, Т.М. Боргест, В.А. Бочкарев, Б.М. Валяев, В.П. Гаврилов, Р.П. Готтих, А.Н. Дмитриевский, Л.Ш. Донгарян, И.А. Дьячук, Н.П. Запивалов, Ю.В. Казанцев, Т.Т. Казанцева, М.А. Камалетдинов, А.В. Каракин, Н.А. Касьянова, К.А. Клещев, О.Л. Кузнецов, А.А. Маракушев, С.А. Маракушев, М.Н. Мингазов, Р.Х. Муслимов, С.Б. Остроухов, А.И. Петров, В.Б. Писецкий, Б.И. Писоцкий, И.Н. Плотникова, Ю.А. Повещенко, Б.А. Соколов, В.А. Трофимов, В.Е. Хаин, В.С. Шеин, Джин Уэлан и др.). В этих работах затронута важная проблема, имеющая большое научное и практическое значение, поскольку ее решение направлено на создание комплексного геолого-геохимического подхода к увеличению извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений и разработку новых методических приемов учета возобновляемых запасов.

Впервые более 15 лет назад в Татарстане группой специалистов ТатНИПИнефть, КГУ, ИОФХ им. Арбузова под руководством Р.Х. Муслимова, И.Ф. Глумова, Р.Р. Ибатуллина было начато изучение процессов восполнения запасов нефти, которые предполагались на основе отбора легких миграционных флюидов из скважин (скв.) с аномальными параметрами работы по продуктивности в пределах участков залежей, находящихся в начале последнего этапа разработки. Аномальные параметры работы скважин выделены специалистами ТатНИПИнефть по результатам статистического анализа геолого-промышленной информации, начиная с 1955-го г., и сводятся к следующим: а) накопленная добыча по скважине превышает 0,5–1 млн т; б) в скважине зарегистрирована инверсия дебитов – период долговременного роста дебита нефти после естественного его падения на фоне общей падающей добычи на площади и месторождении; в) стабильное сохранение дебита более 100 т/сут на протяжении длительного периода; г) длительный период работы добывающей скважины – более 40 лет; д) низкий водонефтяной фактор – менее 0,5 м³/сут на протяжении длительного периода эксплуатации скважины. Скважины, в работе которых зарегистрирован хотя бы один из рассматриваемых параметров, названы аномальными, остальные отнесены к категории нормальных скважин.

Одним из наиболее доступных методов локализации и изучения процессов восполнения запасов в залежах является геохимический, позволяющий осуществлять мониторинг за поступлением в скважины новых порций легких углеводородов, и выявлять поступление в скважины нефтей, не затронутых ранее разработкой, а именно, локализованных в линзах, тупиковых и не охваченных заводнением участков. На территории Татарстана геохимические исследования с целью изучения процесса восполнения запасов нефти в зонах расположения аномальных скважин на Ромашкинском месторождении проведены Р.П. Готтих, Г.П. Каюковой, И.П. Косачевым, Р.Х. Муслимовым, И.Н. Плотниковой, Г.В. Романовым, Н.С. Шариповой, Т.Н. Юсуповой и др.

В ходе проведенных исследований получены важные результаты, подтверждающие процессы восполнения запасов нефти на разрабатываемых месторождениях, не

противоречащие существующим теориям и концепциям нефтидогенеза, которые каждым из исследователей были интерпретированы исходя из собственных исходных позиций на процессы нефте- и газообразования. Поэтому, наряду с известными геохимическими исследованиями, важно использовать новые методологические подходы и виды аналитических исследований, позволяющие прогнозировать участки восполнения запасов залежей, что является важным этапом исследований, направленных на повышение эффективности геологоразведочных работ, увеличение коэффициента нефтеизвлечения и продление срока эксплуатации залежей.

Цель работы: разработка геолого-геохимических критериев локализации участков переформирования нефтяных залежей и создание научно-методических основ прогнозирования и мониторинга таких участков на основе геолого-геохимической характеристики нефтей пашийского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения и других месторождений Татарстана.

Задачи исследования.

- Обобщение и анализ геолого-геохимических факторов, влияющих на процессы восполнения запасов углеводородов на месторождениях нефтегазоносных территорий.

- Проведение лабораторных исследований нефтей пашийского горизонта Миннибаевской, Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения, тиманского и елховского горизонтов Первомайского и Комаровского месторождений, башкирского яруса Аканского месторождения.

- Выявление отличительных особенностей группового, элементного и изотопно-фракционного состава нефтей из разновозрастных отложений Татарстана, а также в составе и содержании растворенных в них газов.

- Проведение моделирования молекулярно-массового распределения (ММР) n-парафинов на основе программы SynOil с целью идентификации в составе нефтей и битумоидов наличия легких миграционных УВ.

- Исследование процессов поступления легких нефтяных флюидов в залежь на основании молекулярно-массового распределения n-алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов.

- Исследование обстановки осадконакопления и типа исходного органического вещества для нефтей изучаемой территории по составу высших биомаркеров – стеранов и терпанов, включая нефти из аномальных и нормальных скважин, посредством проведения корреляций в системах нефть – рассеянное органическое вещество (РОВ) и нефть – нефть.

- С учетом геологических факторов, определяющих формирование нефтеносности на территории Татарстана, выбор и обоснование геохимических критериев, позволяющих локализовать и прогнозировать участки современного переформирования залежей разрабатываемых месторождений.

- Разработка рекомендаций по организации мониторинга состава нефтей на длительно разрабатываемых месторождениях.

Научная новизна.

1. Установлено, что процессы современного переформирования отдельных участков залежи пашийского горизонта Ромашкинского нефтяного месторождения могут быть определены и проконтролированы по высоким концентрациям растворенных в нефти газов состава C_1-C_6 с использованием техники парофазного анализа, сравнимыми с таковыми в нефти из аномальных скважин.

2. Впервые при изучении состава нефти и битумоидов Ромашкинского и других месторождений применено моделирование на основе программы SynOil, позволяющее установить характер молекулярно-массового распределения n-парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава, и идентифицировать в составе нефти и битумоидах наличие легких миграционных УВ, что позволило выявить неравномерность проявления процессов современного восполнения запасов нефтяных залежей в пределах различных тектонических элементов Татарстана – Южно-Татарского (ЮТС) и Северо-Татарского сводов (СТС) и Мелекесской впадины.

3. Установлено, что смешанный состав нефтей пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского

месторождений может быть обусловлен возможным присутствием углеводородов различной природы генерации согласно результатам моделирования разделения нефти в гомологических рядах n-алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов.

Это подтверждается данными биомаркерного состава нефтей (Гам./Г₃₁, стер. C₂₈/(C₂₇ + C₂₉), триц.терп. C₂₀₋₂₁/C₂₃₋₂₄, Ts/(Ts + Tm), Кзр.¹ = стер. C₂₉SSR, Кзр.² = стер. C₂₉ββα, относительным содержанием трициклических терпанов), характерным типом изотопного фракционирования углерода нефтей и их фракций.

4. Разработаны геохимические критерии, позволившие спрогнозировать и установить новые участки современного переформирования нефтяных залежей в пашийском горизонте Миннибаевской площади в районах скважин 9589, 20173, 20675, 20172, 20458, по результатам интерпретации отличительных особенностей биомаркерного состава исследованных нефтей, в том числе высших биомаркеров – стеранов и терпанов.

5. Установлено периодическое уменьшение плотности добываемых нефтей (> 0,05 т/м³) и инверсия дебитов нефти за период 1982–1999-й гг. (увеличение в 1,56–11,5 раз) по скважинам как в пределах отдельных площадей, так и в целом по всему Ромашкинскому месторождению, связываемое с перераспределением нефти в пласте и поступлением новых порций легких УВ.

Теоретическая и практическая значимость работы.

- Эффективный комплекс исследований нефтей может быть использован для создания системы геохимического мониторинга процесса восполнения запасов и изменения состава и свойств нефтей залежей в ходе их разработки, включая возможность оценки вклада геодинамической активности недр и влияния методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

- Данные о геохимическом составе нефтей залежей различных структурно-тектонических элементов территории Татарстана могут быть использованы при построении флюидодинамических моделей региона, подготовке мероприятий по повышению эффективности геологоразведочных работ и совершенствованию используемой системы разработки месторождений.

- Выявленные геохимические критерии могут быть использованы для внедрения в практику анализа промысловых геохимических исследований нефтей для идентификации участков современного переформирования разрабатываемых залежей, расширяя набор эффективных геохимических методов контроля над разработкой месторождений, и прогнозирования остаточных запасов.

Объекты и методы исследования.

Объектом научных исследований на молекулярном уровне служил геологический материал: пробы нефтей из отложений пашийского горизонта Ромашкинского (15 проб), включая нефти из аномальных и нормальных скважин; тиманского горизонта Комаровского (1 проба), тиманского и елховского горизонтов Первомайского (2 пробы) и башкирского яруса Аканского месторождений (6 проб). Аналитические и геохимические исследования выполнены в лаборатории горючих ископаемых и лаборатории изотопных исследований Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета. Автором также обобщены и проанализированы литературные данные по мониторингу состава более 100 нефтей из пьезометрических скважин Ромашкинского месторождения.

Для решения поставленных задач был использован комплекс физико-химических методов: жидкостно-адсорбционная колоночная хроматография, газовая хроматография (ГХ) («Кристалл 2000М» (Хроматэк); «Clarus 500» (Perkin Elmer)), газовая хромато-масс-спектрометрия (ГХ-МС) («Хроматэк-Кристалл 5000-ICQ» (ThermoScientific, Хроматэк); «TurboMass Gold» (Perkin Elmer)). Хроматографические исследования содержания растворенных газов состава C₁–C₆ выполнены с применением техники парофазного анализа на приборе «Clarus 500», оснащенным парофазным анализатором «TurboMatrix-16» (Perkin Elmer). Элементный анализ проведен на элементном CHN-анализаторе 2400 Series II (Perkin Elmer), и использован рентгенофлюоресцентный энергодисперсионный анализатор для определения серы в нефтях и нефтепродуктах «Спектроскан S (SL)» (Спектрон). Изотопный анализ углерода

нефтей и их фракций проводился на анализаторе для изотопного анализа углерода в газовых, жидких и твердых образцах iTOC-CRDS (OI Analytical и Picarro).

Для выявления отличительных особенностей состава нефтей использована методика исследования молекулярно-массового распределения n-алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов в модификации, разработанной Остроуховым С.Б., позволяющая оценить содержание в исследуемых нефтяных объектах условных конденсатной и нефтяной составляющих, их генетическую природу и возможную степень катагенной превращенности флюидов.

Положения, выносимые на защиту.

1. Установлено развитие миграционных процессов в пределах пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского месторождений на современном этапе (по составу и распределению биомаркеров, в том числе высших – стеранов и терпанов).

2. Разработаны геохимические критерии локализации участков современного переформирования нефтяных залежей.

3. Формирование залежей нефти пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского месторождений происходило в несколько этапов (минимум два) поступления углеводородов, имеющих разные источники генерации, что обосновывается результатами моделирования.

4. Обосновано точечное и непрерывно-прерывистое во времени проявление миграционных процессов в скважинах одного участка (блока) и попеременное в пределах разных участков (блоков) пашийского горизонта Миннибаевской площади на основе геохимических особенностей состава нефтей изучаемых залежей в зависимости от геодинамической активности блоковой структуры фундамента месторождения.

Степень достоверности и апробация работы. Основные защищаемые положения были представлены на Итоговых научных конференциях Казанского федерального университета за 2013, 2014, 2015-й гг., XX Международной молодежной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов» (Москва, 2013), VI научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Геология в развивающемся мире» (Пермь, 2013), Kazan workshop on abiotic hydrocarbons (Казань, 2013), Международной научно-практической конференции «Проблема повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» (Казань, 2013), XVIII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2014), Генеральной Ассамблее EGU (Вена, 2015), IV Международной Научной Геологической конференции «АтырауГео-2017» (Атырау, 2017), Всероссийской научной конференции «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» (Москва, 2017).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 16 работ, из них 7 – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ, и зарубежных изданиях, 9 – в сборниках материалов всероссийских и международных конференций.

Личный вклад автора. Соискателем выполнены аналитические работы по исследованию нефтей и битумоидов, получены новые данные о составе нефтей с применением комплекса освоенных и самостоятельно примененных физико-химических методов, включая: первичную пробоподготовку нефтей, анализ группового состава нефтей, газохроматографические и хромато-масс-спектрометрические исследования, элементный анализ нефтей и изотопный анализ углерода нефтей и их фракций. Также автором произведена интерпретация полученных результатов, согласно которым выявлены особенности состава нефтей из аномальных и нормальных скважин, и разработаны геохимические критерии локализации участков современной миграции легких углеводородов в залежь с учетом геологических факторов, определяющих флюидодинамические процессы в этих зонах.

Структура и объем. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений и списка литературы. Общий объем работы

составляет 164 страницы, включает 57 рисунков и 10 таблиц. Список литературы содержит 156 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, ведущему научному сотруднику Института перспективных исследований Академии наук Республики Татарстан И.Н. Плотниковой за постановку задачи, обеспечение материалом для проведения исследований, консультации по теме исследования и всестороннюю помощь на всех этапах выполнения работы.

В процессе работы над диссертацией автор неизменно пользовался поддержкой и ценными консультациями зав. лабораторией геохимии горючих ископаемых Ф.Ф. Носовой и ст. преподавателя кафедры геологии нефти и газа Н.В. Пронина Казанского (Приволжского) федерального университета.

Автор выражает искреннюю благодарность С.Б. Остроухову, Г.Н. Гордадзе, Б.И. Писоцкому за ценные замечания и советы при подготовке текста диссертационной работы.

За помощь в создании коллекции проб нефтей, которые были использованы при проведении исследований, автор выражает благодарность геологической службе ПАО «Татнефть» в лице главного геолога Р.С. Хисамова, геологической службе НГДУ «Альметьевнефть» в лице главного геолога и начальника геологического отдела Р.М. Миннуллина, а также геологической службе НГДУ «Прикамнефть» в лице главного геолога И.Г. Газизова.

Автор выражает большую признательность сотрудникам лаборатории горючих ископаемых Л.И. Клементьевой, А.А. Губайдуллиной, Ю.А. Тубман, З.М. Поповой и С.С. Иониной за помощь в освоении методов геохимических исследований и проведении аналитических работ.

Автор благодарит руководство компании ТОО «CER» А.М. Джамикешова и Р.Х. Бегаришева за всестороннюю поддержку при выполнении исследовательской работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показаны актуальность темы диссертации и степень ее разработанности, сформированы цели и задачи исследования, приведены научная новизна и практическая значимость работы, предложены основные защищаемые положения.

Глава 1. Обзор состояния изученности вопроса современного нефтегазообразования

В главе представлен литературный обзор работ, посвященных изучению процессов современного нефтегазообразования.

Для наглядного отображения процессов современной миграции углеводородов, произведено изучение наличия и функционирования источников нефти и газа на дневной поверхности в различных регионах мира по материалам работ В.П. Гаврилова, А.Н. Дмитриевского, А.И. Забара, В.В. Затыгаловой, А.Ю. Иванова, В.А. Краюшкина, А.Ю. Леина, О.Г. Сорохтина, Г.М. Сухарева, Е.Ф. Шнюкова.

Обзор месторождений, на которых зарегистрированы современные процессы миграции углеводородов в разрабатываемые залежи, а также современные концепции нафтидогенеза, позволяющие объяснить процессы восполнения запасов углеводородов в ходе эксплуатации залежей, проведен по материалам исследований В.В. Адушкина, А.И. Алиева, К.Б. Аширова, А.В. Бочкарева, Б.М. Валяева, В.П. Гаврилова, И.Ф. Глумова, Е.Ю. Горюнова, Р.П. Готтих, А.Н. Дмитриевского, В.В. Доценко, И.А. Дьячука, А.Е. Егикяна, Н.П. Запивалова, В.С. Зубкова, Н.А. Зуфаровой, К.С. Иванова, Ю.Р. Каграманова, Ю.В. Казанцева, Т.Т. Казанцевой, М.А. Камалетдинова, Н.А. Касьяновой, Г.П. Каюковой, К.А. Клещева, А.Н. Ласточкина, А.А. Маракушева, М.Н. Мингазова, Р.Х. Муслимова, Д.К. Нургалиева, С.Б. Остроухова, А.И. Петрова, В.Б. Писецкого, И.Н. Плотниковой, П.П. Повжика, В.Н. Родионова, Г.В. Романова, Б.А.

Соколова, С.Б. Турунтаева, А.Н. Халикова, Р.С. Хисамова, И.И. Чебаненко, И.Ю. Черновой, В.С. Шеина, Б.М. Юсупова, Т.Н. Юсуповой, Джин Уэлан.

По результатам исследований выявлено, что разгрузка углеводородных флюидов как на поверхность, так и в осадочные и метаморфические толщи земной коры, имеет колоссальные масштабы, что может доказывать современные процессы нефте- и газообразования, высокие скорости миграции углеводородов и насыщение ими разрабатываемых залежей нефти и газа, фиксация которых была произведена сторонниками различных концепций нефтидогенеза.

Поэтому, представляется целесообразным учитывать современные процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов как при планировании разведочных работ, так и в ходе разработки залежей. В первом случае это позволит учесть возможность существования в пределах изучаемых территорий современных очагов генерации нефтяных углеводородов и путей их миграции, а во втором – способствовать внедрению новых способов эксплуатации залежей для экологически безопасного контролируемого отбора пластовых флюидов и увеличения продолжительности жизни нефтяных месторождений. Необходимо и дальнейшее развитие теоретических и прикладных направлений геологии нефти и газа.

Глава 2. Геологическое строение, нефтегазоносность и геодинамическая характеристика района исследований

Изучением вопросов стратиграфии, тектоники и нефтеносности республики занимался широкий круг исследователей: Н.Г. Абдуллин, Э.З. Бадамшин, Г.Ф. Бусел, Р.Н. Валеев, Е.Д. Войтович, Н.К. Грязнов, С.П. Егоров, И.Х. Кавеев, А.Р. Кинзикеев, В.А. Клубов, П.И. Лангуев, И.А. Ларочкина, В.А. Лобов, А.М. Мельников, О.М. Мкртчян, Р.Х. Муслимов, В.Д. Наливкин, И.Н. Плотникова, В.П. Степанов, Е.И. Тихвинская, В.И. Тропольский, В.А. Трофимов, Р.О. Хачатрян, Р.С. Хисамов, С.С. Эллерн, Б.М. Юсупов и другие. Результаты выполненных исследований подробно изложены и в научно-производственных отчетах и в многочисленных публикациях.

В тектоническом отношении район исследования охватывает Южно-Татарский и Северо-Татарский своды и Мелекесскую впадину, геологическое строение которых может быть охарактеризовано двухъярусным строением разреза, при котором кристаллический фундамент, начиная со среднего девона, покрыт осадочными толщами фанерозоя с мощностью отложений в 1,5–2 км (Рисунок 1).

Изучаемое Ромашкинское месторождение располагается в пределах купольной части Южно-Татарского свода, ограниченной по поверхности фундамента кольцевым разломом, совпадающим с оконтуривающей изолинией фундамента -1600 м, и разбитой плотной и протяженной сетью субмеридиональных, дуговых и диагональных разломов, неоднократно проявлявшими активность. Новейшие геодинамические процессы, прослеживаемые на месторождении, относят за счет влияния неотектонической активности Алтунино-Шунакского прогиба (АШП), являющегося геодинамическим очагом тектонических усилий, благоприятствующих ускоренному преобразованию органического вещества (ОВ) материнских пород и увеличению трещиноватости пород.

Первомайское и Комаровское месторождения приурочены к системе Прикамских дизъюнктивных валов, где была установлена тесная зависимость между дизъюнктивными нарушениями соответствующих им кулисообразных ассиметричных гряд северо-восточного простирания фундамента и наличием повышенной трещиноватости карбонатных пород. Осложнения при бурении в этом районе связывают с участками антиклинальных перегибов и флексур, совпадающих в плане с трассами разрывных нарушений фундамента, амплитуда которых приближается к первым сотням метров. Вкупе с благоприятным структурным фактором формированию месторождений способствовала достаточно мощная сохранившаяся толща девонских терригенных пород (80–100 м).

Аканское месторождение приурочено к развитой в каменноугольных отложениях Аканско-Степноозерской валообразной структуре, расположенной на восточном борту Мелекесской впадины. Вместе с соседними валообразная структура объединяет большую группу

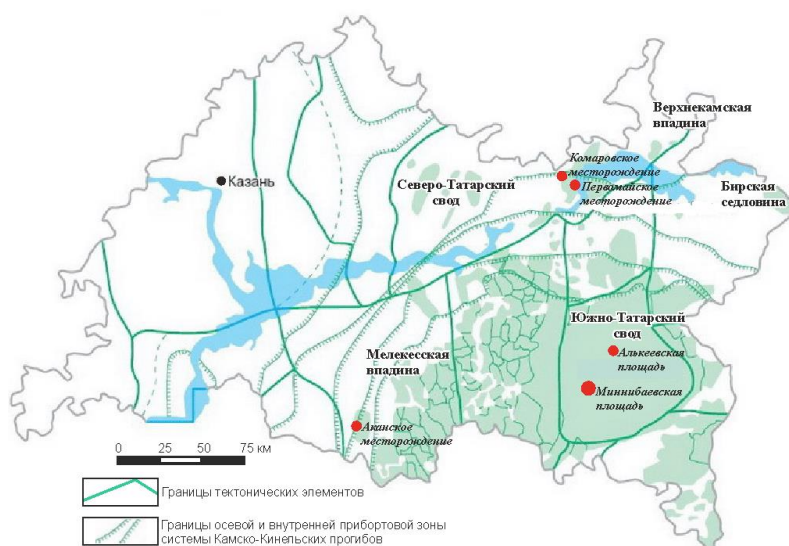


Рисунок 1 – Карта нефтегазоносности Татарстана с нанесенными районами исследований (ПАО «Татнефть», 2016 г. с дополнениями автора)

куполовидных поднятий наложенного типа, имеющих контрастную форму по каменноугольным и пермским отложениям, тогда как по девонским отложениям и поверхности фундамента на их месте вырисовываются расплывчатые террасовидные ступени и моноклинали. Зона сочленения восточного борта впадины и западного склона Южно-Татарского свода представляет собой второй полюс максимального нефтебитумонакопления, ограниченный кольцевыми разломами, по разрезу которого прослеживается совпадение в плане нефтеносных и битумоносных интервалов от нижнего карбона до перми. Такая унаследованность может объясняться вертикальной миграцией углеводородов в ходе неоднократного проявления разломами тектонической активности.

К постоянным очагам нефтегазообразования, охватывающих как палеозойские, так и допалеозойские нефтематеринские толщи, на территории Волго-Уральской провинции традиционно принято относить Камско-Бельский и Серноводско-Абдуллинский авлакогены и Камско-Кинельскую систему прогибов. В палеозойском разрезе к нефтематеринским относят терригенную и карбонатную (доманиковая фация) толщи девона и нижнего карбона, карбонатные толщи карбона и нижней перми (Н.А. Скибицкая, О.К. Навроцкий и др.), в допалеозойском – карбонатно-терригенные рифейско-вендские отложения (А.А. Трофимук, Т.В. Белоконь и др.).

Кристаллический фундамент территории Татарстана выделяется в отдельную нефтегазоносную зону из-за присутствия в его составе следов процессов нефтенакпления – миграционные битумы, УВ газы (Э.А. Абля, С.В. Атанасян, Е.Г. Бурова, Н.С. Гатиятуллин, Г.Н. Гордадзе, Р.П. Готтих, М.В. Дахнова, Г.П. Каюкова, И.П. Косачев, Н.П. Лебедев, Р.Х. Муслимов, Б.И. Писоцкий, И.Н. Плотникова, Г.В. Романов, Т.П. Сафронова, Ф.Н. Хайрутдинов, Н.С. Шарипова), и развития благоприятных для миграции флюидов разломов и тектонической трещиноватости (Р.Н. Абдуллин, Н.Е. Галдин, А.А. Драгунов, В.Г. Изотов, Т.А. Лапинская, В.Б. Писецкий, Н.А. Плотников, И.Н. Плотникова, Л.П. Попова, А.В. Постников, В.П. Степанов, В.А. Трофимов, Р.Ш. Хайретдинов, А.В. Христофоров, Н.Н. Христофорова, В.В. Шиманский, Р.И. Юсупов, Б.А. Яковлев и др.).

Ведущую роль в процессе миграции нефтяных флюидов исследователи отдают процессам как латеральной, так и вертикальной миграции, рассматривая для терригенных комплексов девона в качестве областей питания Верхнекамскую впадину и отдельные участки Камско-Бельского авлакогена, а для карбона – наиболее погруженные прогибы Камско-Кинельской системы.

Одним из наиболее спорных вопросов в механизме формирования залежей нефти и газа является время их образования. Изучением этого вопроса для Волго-Уральской провинции в целом, а также для Татарского свода и прилегающих территорий занимались К.Б. Аширов, С.Я.

Вайнбаум, Е.Д. Войтович, Р.П. Готтих, М.И. Зайдельсон, В.А. Клубов, Ю.А. Косыгин, В.А. Краюшкин, Н.А. Кудрявцев, И.А. Ларочкина, С.П. Максимов, К.А. Машкович, М.Н. Мингазов, М.Ф. Мирчинк, Р.Х. Муслимов, В.Д. Наливкин, Г.П. Ованесов, Б.И. Писоцкий, В.Б. Порфирьев, В.Ф. Раабен, В.И. Троепольский, Н.Ю. Успенская, Р.О. Хачатрян, Л.В. Шаронов, Н.С. Шатский, Б.М. Юсупов и др. При этом большинство исследователей сходятся во мнении о многоэтапности формирования нефтяных месторождений Татарстана, с основной перестройкой территории и стабилизацией зон нефтегазонакопления, приуроченных к Южно-Татарскому, Северо-Татарскому сводам и Мелекесской впадине, в мезозойско-кайнозойский этап, с последующим преобразованием залежей Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода в ходе новейших тектонических движений.

Изучение неотектонической активизации территории Татарстана позволило М.Н. Мингазову показать новейшее время образования ЮТС, заполнение ловушек которого происходило в новейший этап и продолжается в настоящее время, что соответствует выводам В.Б. Порфирьева о молодом возрасте нефтяных залежей (10^6 – 10^7 лет). Впоследствии это было подтверждено в работах Д.К. Нургалиева, И.Ю. Черновой.

Изучение современного геодинамического режима в ходе комплексной интерпретации регионального сейсмопрофилирования под руководством В.Б. Писецкого позволило построить схему блоковой динамики на уровне литосферы для территории Республики Татарстан, прослеживаемой по ограничивающим блоки широтным W, W1, W2 и меридиональным M, M1, M2, M3 трансформам. Результаты анализа выявили, что основными являются трансформы M1 и W1, положение границы M1 соответствует меридиональному трансформу, согласованному с положением центральной оси Уральской складчатой системы, а граница W1 соответствует глобальной трансформной сдвиговой границе, пересекающей Волго-Уральский район и Западно-Сибирскую плиту; пересечение границ M1 и W1 показывает наличие узла крупных блоков коры на Ромашкинском месторождении; граница M на пересечении с W образует узел, совпадающий с вершиной Оренбургского граничного угла, активность которого подтверждается наличием Карачаганакского газоконденсатного месторождения.

На итоговой схеме флюидодинамических процессов в пределах Татарстана на уровне масштаба литосферных блоков (Рисунок 2) обозначено значение шести узлов блоков, при этом основное значение имеют узлы на границе M1 из-за сильного влияния границы M, и все узлы в точках пересечения границ M1 и M2 с границами W1 и W2 изучены бурением, и все в целом продуктивны; в окрестностях зон влияния узлов по границе M3 необходимы детальные разведочные работы. То есть, нефтегазоносность территории по полученной динамико-флюидной модели на региональном уровне обеспечивается согласно следующим положениям:

- 1) контуры трансформных блоков литосферы, установленные в границах Татарстана, обеспечивают миграцию флюидных потоков по точной регулярной схеме;
- 2) узлы пересечения меридиональных и широтных границ являются источниками генерации и миграции флюидных смесей в интервалах фундамента и осадочного чехла, что подтверждается приуроченностью к ним крупных месторождений, в том числе, Ромашкинского;
- 3) блоковая структура осадочного чехла (с размерами 5–6 км) должна быть согласована с границами литосферных блоков, при этом важное значение для накопления флюида в блоках осадочного чехла будут иметь диагональные направления в каждом из блоков литосферы, что прослеживается по расположению линейных цепей мелких залежей, диагональным образом согласованных с границами блоков.

Геодинамический режим недр территории Татарстана изучается в тесной связи с характером нефтегазоносности и современной флюидодинамики региона. Изучение современных процессов миграции углеводородов на длительно разрабатываемых месторождениях Татарстана было начато в 1999-м году в ТатНИПИнефть под руководством Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова на Миннибаевской площади с целью оценить возможность притоков «глубинных» флюидов через «незалеченные» полностью каналы АПП в горизонты Д₁Д₀ Ромашкинского месторождения.

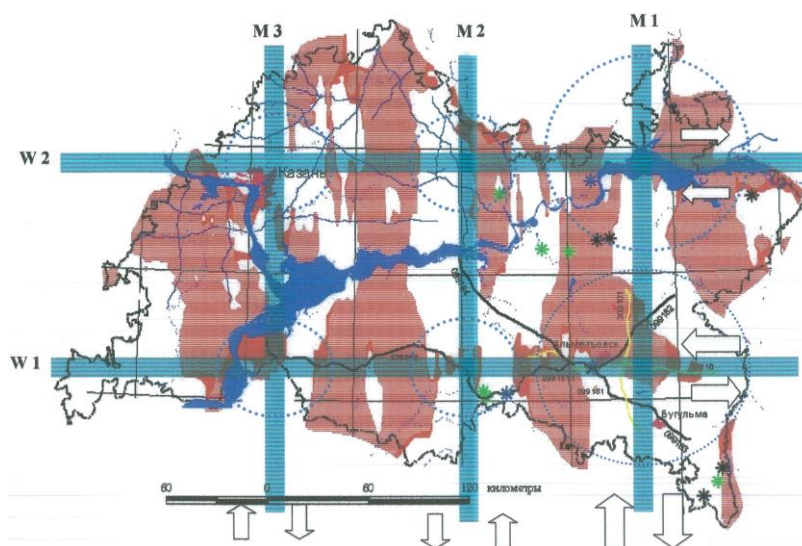


Рисунок 2 – Модель современной флюидодинамики литосферы по территории РТ (Писецкий В.Б., 2006 г.)

Сотрудниками ТатНИПИнефть были проведены определения содержания общей серы в нефтях из 426 скважин, плотности и вязкости стабилизированных нефтей из 430 и 405 скважин, соответственно, коэффициента светопоглощения и 9 спектральных коэффициентов нефтей из 489 скважин. Произведены анализы результатов гидродинамических исследований в 925 скважинах, а также динамики дебитов и накопленных отборов по скважинам, изменения соотношений дебитов аномальных и нормальных скважин. Также была изучена цикличность изменения плотности и вязкости пластовых нефтей – в течение 5–5,5 лет – по более чем 100 скважинам-пъезометрам, в которых проводились периодические годовые и полугодовые замеры физико-химических параметров нефти на протяжении 17 лет.

По результатам проведенных исследований установлено, что: девонские нефти всех шести площадей, примыкающих и наиболее приближенных к Алтунино-Шунакскому прогибу имеют меньшую плотность ($0,803 \text{ т/м}^3$ против $0,806 \text{ т/м}^3$), большие температуры насыщения пластовой и дегазированной нефти парафином ($24,6^\circ\text{C}$ и $24,3^\circ\text{C}$ против 22°C и $21,6^\circ\text{C}$), характеризуются более низкими величинами коэффициента светопоглощения (445 с^{-1} против 555 с^{-1}); нефти с минимальными величинами $K_{\text{сп}} = 423 \text{ см}^{-1}$, т.е. наиболее светлые, добывались на юго-западе Миннибаевской площади, т.е. вблизи от АШП; и для них характерно меньшее снижение годовых уровней добычи нефти. Самый западный блок Миннибаевской площади характеризуется наименьшей нефтенасыщенной толщиной, песчанистостью, самой большой долей начальных балансовых запасов с подошвенной водой, самой низкой долей начальных балансовых запасов в высокопродуктивных коллекторах, самой низкой величиной проектного коэффициента извлечения нефти, самым высоким отношением доли добывающих скважин к доле извлекаемых запасов, но при всем этом именно этот блок дает наибольший среднесуточный дебит нефти на одну добывающую скважину среди всех семи блоков Миннибаевской площади ($7,10 \text{ т/сут}$ против $4,24\text{--}6,57 \text{ т/сут}$). Именно этот западный блок имеет наибольшую глубину водонефтяного контакта (ВНК), что согласуется с выводами К.Б. Аширова о геологически позднем времени формирования месторождения за счет вертикальной миграции нефти по каналам фильтрации АШП. Работы Н.С. Гатиятуллина, Р.Н. Гатиятуллина, Р.Р. Ибатуллина, М.Н. Мингазова, Р.С. Хисамова, Б.А. Яковлева также показывают большую геодинамическую активность зоны АШП, по сравнению с зонами вне нее.

Одним из основных итогов работ также явилось выделение аномальных параметров работы скважин, описание которых было приведено ранее в тексте. При этом предполагается, если параметры работы исследуемой скважины соответствуют аномальным, то на этом участке могут быть зарегистрированы процессы восполнения запасов нефти.

Подобные исследования физико-химических свойств нефти и анализ гидродинамических параметров скважин впоследствии были выполнены и для других площадей Ромашкинского месторождения, что позволило выявить новые скважины с участками расположения которых

предположительно связываются локальные зоны современной миграции углеводородов в залежь.

Необходимо отметить, что в отличие от случаев восстановления нефтеносности в обводненных скважинах, рассмотренных в работах И.А. Дьячука, П.П. Повжика и др. и объясняемых гравитационным перераспределением нефти в залежи, на Ромашкинском месторождении в аномальных скважинах, наоборот, фиксируется длительная работа эксплуатационных скважин с постоянным, либо слабо уменьшающимся дебитом (и периодической инверсией дебита на фоне падающей добычи), с постоянным процентом обводненности (который не увеличивается с годами), а общая накопленная добыча в аномальных скважинах превышает 1 млн т (достигая в отдельных случаях двух и более миллионов тонн). Данные факты трудно объяснить просто перераспределением нефти в пласте без предположения о поступлении новых порций УВ в данный участок залежи.

В ходе проведения исследований геодинамической обстановки региона были также прослежены взаимосвязи неотектонической активности ЮТС и процессов дегазации, зафиксированных в разуплотненных зонах фундамента и чехла (И.Н. Плотникова); связь современных тектонических подвижек блоково-разломной структуры фундамента ЮТС с явлением современной миграции углеводородов на Ромашкинском месторождении (В.В. Адушкин, Р.Н. Гатиятуллин, И.Н. Плотникова и др.); геодинамическая активность разуплотненных зон фундамента отражена в работах И.Н. Плотниковой, В.А. Трофимова, А.К. Троянова, Н.Н. Христофоровой и др. Одним из важных выводов стало установление зависимости между сейсмической активизацией недр и эксплуатационными характеристиками месторождения, например, установлена синхронность вариаций дисбаланса эксплуатационных параметров и сейсмической активности территории.

По результатам проведенных геохимических исследований нефтей и РОВ пород в работах Г.Н. Гордадзе, Р.П. Готтих, Г.П. Каюковой, Р.Х. Муслимова, Б.И. Писоцкого, И.Н. Плотниковой, Г.В. Романова, Т.Н. Юсуповой и др. на молекулярном уровне показаны – молодой возраст нефтяных залежей ЮТС (образование в новейшее время и современные процессы миграции УВ) и многоэтапность формирования залежей пашийского горизонта Ромашкинского, Бавлинского месторождений, и месторождений Мелекесской впадины.

Важным дополнением в пользу миграционной природы нефтей ЮТС являются значения параметра миграции Co/Cu , предложенного С.А. Пунановой, где они равны 0,40–0,67 для месторождений-сателлитов Ромашкинского, а также материалы исследований Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкого, где показаны положительная европиевая аномалия в хондритнормализованных спектрах лантанидов асфальтенов нефти ЮТС и отрицательная европиевая аномалия доманикитов девона, и битуминозного вещества из них.

Вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы.

1. Большинство последователей как органической (осадочно-миграционной), так и неорганической (абиогенной) теорий происхождения нефти, признают процессы современного образования, миграции и аккумуляции УВ и объясняют его исходя из своих базовых теоретических основ. Современные теории нафтидогенеза и модели формирования нефтяных месторождений в пределах Волго-Уральской провинции и, в частности, в пределах ЮТС и прилегающих территорий, не противоречат предположениям о современных миграционных процессах в разрабатываемых залежах.

2. Накопленный к настоящему времени значительный объем геолого-геофизической информации о блоковом строении кристаллического фундамента и осадочного чехла на территории Татарстана свидетельствует о широком развитии тектонических нарушений различного ранга, которые могут являться путями миграции флюидов и поступления новых порций углеводородов в залежь.

3. Современная геодинамическая активность ЮТС и прилегающих территорий может способствовать процессам современной миграции флюидов (в том числе – углеводородов) в разуплотненных зонах осадочного чехла и кристаллического фундамента. Процесс мог иметь место в виду наличия зависимости между сейсмической активностью недр и параметрами

работы скважин, а также установлено, что геодинамические процессы, движение газа и воды в пределах зон-коллекторов фундамента не только не прекращаются, а начинают фиксироваться заново в ранее неактивных зонах.

Глава 3. Динамика изменения плотности нефтей на месторождениях Татарстана

В главе рассмотрена динамика изменения плотности нефтей на месторождениях с длительной историей разработки, когда на фоне повышения значений плотности добываемых нефтей и снижения полноты выработки запасов в целом по залежи при усилении проявления капиллярных сил под действием заводнения, фиксируется точечное снижение плотности нефти по скважинам более чем на $0,05 \text{ т/м}^3$.

Для примера можно привести скважину № 1396 Крым-Сарайского месторождения, в которой на фоне общего постепенного увеличения плотности нефти из бобриковского горизонта отмечено два момента резкого (на $0,058$ и $0,05 \text{ т/м}^3$) снижения плотности нефти в 1984-м и 1988-м гг. (Рисунок 3 а). В то же время в другой пьезометрической скважине № 1348 на этом же месторождении, несмотря на вариации плотности нефти бобриковского горизонта, заметных периодических снижений плотности не отмечено (Рисунок 3 б).

На примере скважины № 7822 Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения видно, что за 15 лет (1983–1998-й гг.) плотность нефти горизонта D_1 возросла с $0,784$ до $0,826 \text{ т/м}^3$, а вариации значений заключены в интервале от $0,760$ до $0,856 \text{ т/м}^3$. Здесь также отмечается периодичность уменьшения значений плотности нефти, которые зафиксированы в 1985-м и 1995-м гг. С 1991-го по 1994-й год отбор проб в пьезометрической скважине не производился, однако перед 1995-м г. можно предположить увеличение значений плотности (Рисунок 3 в).

Изменение плотности нефти горизонта D_0 с 1983-го по 1998-й г. в добывающей скв. 11744 Сармановской площади показывает единовременное уменьшение плотности нефти в 1984-м г., после чего наблюдался медленный постепенный рост плотности нефти (с небольшими вариациями), что закономерно соответствует изменению характеристик нефти в процессе разработки залежи с применением внутриконтурного заводнения (Рисунок 3 г). Примечательно, что по данным геолого-промыслового анализа в этой скважине с 1980-го по 1985-й гг. наблюдалась инверсия дебита, который увеличился в 2,4 раза и достиг $35 \text{ м}^3/\text{сут}$. Таким образом, инверсия дебита совпала с уменьшением плотности нефти.

Анализ динамики плотности нефти из пласта D_0 в скв. 5020 Чишминской площади Ромашкинского месторождения в период с 1990-го по 1997-й гг. (Рисунок 3 д) позволил выявить значительное уменьшение плотности (с $0,827$ до $0,789 \text{ т/м}^3$) в 1991-м г. История добычи нефти в этой скважине свидетельствует о наличии как минимум двух периодов инверсии дебитов – с 1976-го по 1980-й год – в 11,5 раз и с 1984-го по 1988-й год – в 1,56 раз. К сожалению, данных по динамике плотности нефти в этот период нет, однако наличие факта единовременного снижения плотности нефти в скважине, дебит которой инверсировал дважды со значительным увеличением, позволяет предположить поступление в зону дренирования данной скважины более легкой нефти.

Постепенное уменьшение плотности нефти из пласта D_0 с $0,807$ до $0,765 \text{ т/м}^3$ в период с 1982-го по 1985-й год было зафиксировано в скв. 10219 Алькеевской площади (Рисунок 3 е). Интерес вызывает тот факт, что в близлежащих скважинах в это же время наблюдались инверсии дебитов. В частности в скв. 10213 дебит инверсировал с 1985-го по 1989-й г., увеличиваясь в 4,7 раз. В скв. 10221 инверсия дебита наблюдалась с 1979-го по 1983-й г. (в 1,7 раз), а в скв. 10235 – с 1982-го по 1986-й (в 2,1 раз). То есть, для данного участка залежи периоды уменьшения плотности нефти совпадают с периодами увеличения дебитов.

Уменьшение плотности нефти из пласта D_0 зафиксировано в скважине 5439-а Алькеевской площади (Рисунок 3 ж). В этом случае период снижения плотности нефти не совпал с периодом инверсии дебита в этой скважине № 5439-а и 5439, который был отмечен с 1979-го по 1983-й г. (в 3,6 раз). Отсутствие инверсии в период снижения плотности может быть обусловлено поступлением, в основном, легких УВ и газов (в том числе – азота, водорода, углекислого газа), что и приводит к снижению плотности нефти, но не отражается заметно на дебите нефти.

Особенности изменения плотности нефти из отложений терригенного девона на площадях Ромашкинского месторождения были изучены по данным 83 скважин. Анализ динамики плотности нефти из этих скважин в период с 1982-го по 1998-й гг. (Рисунок 3 з) показал, с одной стороны, постепенное увеличение средних значений плотности нефти по годам, а с другой – четко обозначены периоды снижения значений плотности в 1984-м, 1988–1989-м, 1991–1992-м гг. Число скважин в год, в которых было зафиксировано уменьшение плотности нефти, приведено на Рисунке 3 и. Наибольшее число случаев уменьшения плотности отмечено для 1984–1985-х гг., а также для 1991–1992-го гг. и 1995-го г. Отсутствие уменьшения плотности нефти в исследованных скважинах наблюдалось в 1994-м, 1997-м и 1998-м гг. Сокращение числа скважин с инверсией плотности нефти после 1992-го г. хорошо коррелируется с периодом стабилизации значений плотности, начиная с 1993-го года (Рисунок 3 з).

Сам по себе 17-летний период разработки Ромашкинского месторождения является лишь небольшим фрагментом в истории его освоения, однако динамика значений плотности нефти, зафиксированная в различных скважинах, может быть обусловлена несколькими факторами:

1) вовлечение в разработку участков пласта, ранее не охваченных каким-либо воздействием (заводнение и т.д.). Причем это может происходить, в том числе, в результате сейсмических событий, которые неоднократно фиксировались на территории Ромашкинского месторождения (В.В. Адушкин, Р.Н. Гатиятуллин, И.Н. Плотникова, С.Б. Турунтаев);

2) предположение о связи инверсии плотности нефти с периодическим поступлением в пласт новых порций газа (H_2 , N_2 , CO_2 т.д.) или легких УВ (CH_4 , C_2H_6 и т.д.) подтверждается фактами периодического изменения газонасыщенности пластовых вод фундамента (в том числе динамика наличия УВ газов и их состава) и газонасыщенности его разуплотненных зон (И.Ф. Глумов, Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова, А.К. Троянов).

Безусловно, факт периодических инверсий значений плотности нефти продуктивных пластов девона и карбона не является однозначным доказательством периодического восполнения запасов залежи нефти, однако указывает на процесс движения и перераспределения нефти в пласте и не исключает возможность этого перераспределения за счет поступления в пласт новых порций легких углеводородов.

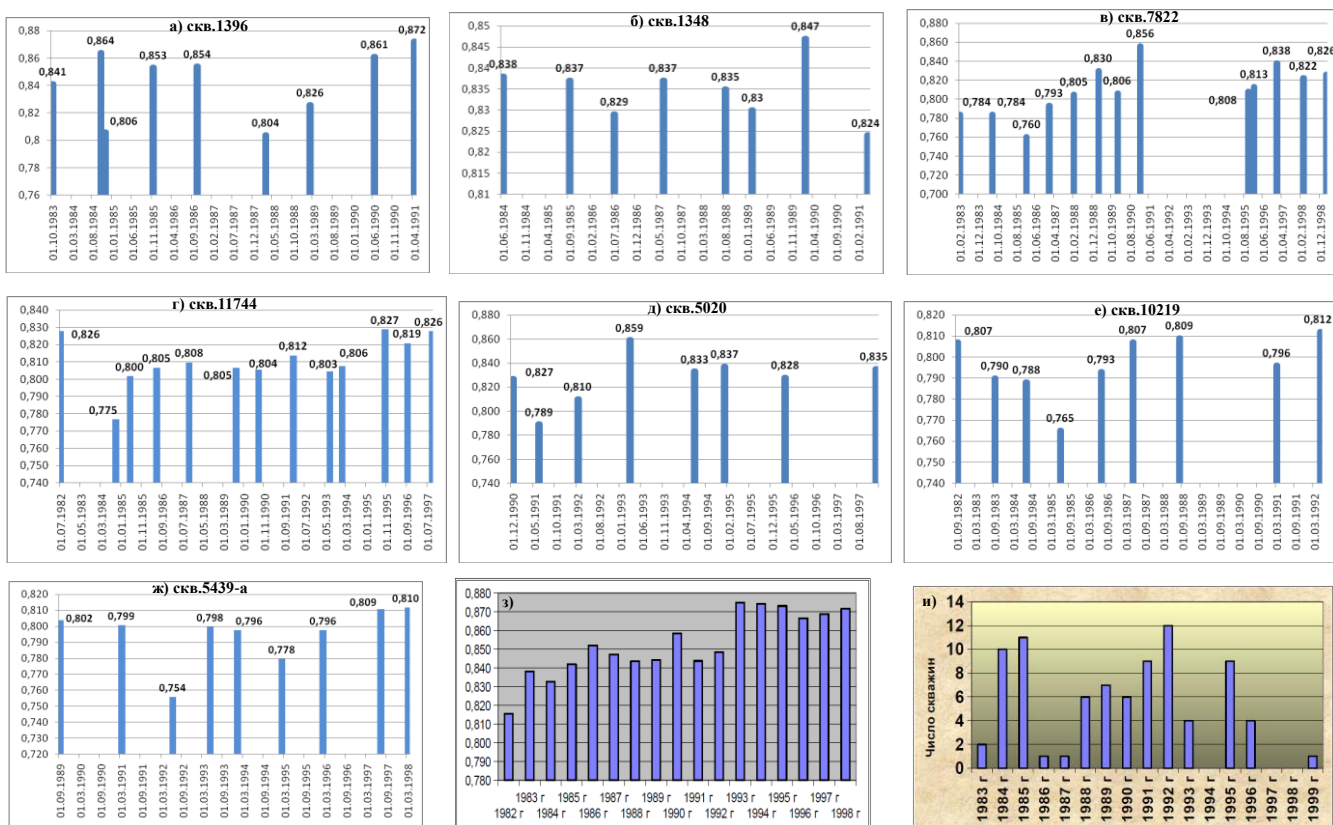


Рисунок 3 – Динамика изменения плотности нефтей (а–д, ж) – разработаны автором, е, з, и) – Плотникова И.Н., Салахидина Г.Т., 2017 г.

Глава 4. Объекты и методы исследований

В главе дано обоснование выбора проб нефтей пашийского горизонта Миннибаевской площади в качестве основных объектов исследования; приведены нефтепромысловые критерии **аномальности** скважин, разработанные в ТатНИПИнефть, охарактеризованы промысловые параметры работы изучаемых скважин; проведен краткий обзор физико-химических свойств нефтей и коллекторских свойств горизонтов изучаемых нефтяных залежей; описаны использованные методы геохимических исследований.

Объектами исследования явились пробы нефтей из следующих групп скважин:

1. *Скважины с признаками аномальности.* В эту группу вошли:

- скважины №№ 159, 166 Миннибаевской площади, поскольку они отвечают всем критериям аномальности, кроме этого в скв. 166 было зафиксировано 4 этапа инверсии дебитов (максимальное увеличение дебита в 2,1 раза), а в скв. 159 – три таких этапа (максимальное увеличение дебита в 5,27 раз);

- скважины №№ 10754, 10755 Миннибаевской площади, расположенные вблизи скважины № 203, которая также соответствует всем критериям аномальности, но из которой по техническим причинам отобрать нефть не удалось;

- скважины №№ 5187, 5188, 5212, 5310 Алькеевской площади, которые характеризуются высокой накопленной добычей и наличием двух этапов инверсии дебитов, которые максимально увеличивались в 2,5 раза;

- скважины №№ 1391 и 1469 Первомайского месторождения, которые характеризуются максимальной накопленной добычей (более 1 млн т);

- скважина № 890 Комаровского месторождения, которая характеризуется максимальной накопленной добычей (более 1 млн т).

2. *Скважины без явных признаков аномальности* или не попавшие в число скважин, по которым проводился анализ промысловых данных – №№ 9549, 9589, находящиеся в северо-западной зоне Миннибаевской площади, но в которых наличие процесса восполнения предполагается в силу их близкого расположения к аномальным скважинам №№ 159 и 166.

3. *Скважина без признаков аномальности*, характеризующая нефть, типичную для пашийского горизонта на завершающей стадии его разработки – скважина № 231 Миннибаевской площади.

4. *Скважины, пробуренные недавно* (в последние 5-6 лет) в предположительно полностью промытой зоне продуктивного пласта пашийского горизонта, но давшие значительные притоки безводной нефти – скважины №№ 20172, 20173, 20458, 20675, находящиеся в юго-восточной зоне Миннибаевской площади.

5. *Скважины без признаков аномальности* за пределами Ромашкинского месторождения – скважины башкирской залежи №№ 1899, 1916, 1968, 1992, 2103, 2265 Аканского месторождения, приуроченного к восточному борту Мелекесской впадины.

Изучение особенностей углеводородного состава проб нефти геохимическими методами включало: а) фильтрацию нефти от воды, б) анализ группового состава нефти методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии, в) газохроматографические и хромато-масс-спектрометрические исследования масляной фракции нефти, г) газохроматографические исследования растворенных в нефти газов состава C_1-C_6 , д) исследование элементного состава нефти, е) определение значений $\delta^{13}C$ в нефтях и их фракциях (масла, смолы – бензольные (Сб.) и спирто-бензольные (Ссб.), асфальтены).

Глава 5. Особенности углеводородного состава нефтей как показателей процессов современного переформирования участков нефтяных залежей

5.1. Результаты изучения группового состава проб нефти

Первым этапом при изучении проб нефти геохимическими методами является групповой анализ. Несмотря на простоту его выполнения, он дает возможность сделать первые выводы о составе нефти и процессах, вызывающих его изменение (Таблица 1, Рисунок 4):

- а) выявлены отличия в групповом составе исследуемых проб нефти (Таблица 1);

- б) прогнозируются процессы современной миграции УВ в залежи Южно-Татарского и

Таблица 1 – Результаты группового анализа проб нефти (Разработана автором)

масла, %	смолы, %	асфальтены, %
1. скважины с признаками аномальности		
73,43	20,52	6,05
2. скважины, расположенные вблизи аномальных скважин		
63,09	28,49	8,42
3. скважины, пробуренные недавно и давшие нефть из промытой части пласта		
62,44	28,42	9,14
4. скважина без признаков аномальности		
51,80	27,58	20,62
5. скважины без признаков аномальности за пределами ЮТС		
42,63	41,96	15,41

Северо-Татарского сводов по:

- высокому содержанию масляной фракции ($> 60\%$) и пониженному асфальтенов ($< 10\%$) в пробах нефти из аномальных скважин ЮТС и СТС в сравнении с нефтями из скважин без признаков аномальности;

- наличию корреляционной связи между содержанием масел и смол бензольных в пробах нефти из аномальных скважин – коэффициент корреляции R^2 равен 0,71, в сравнении с пробами из скважин без признаков аномальности за пределами ЮТС, где $R^2 \sim 0,17$ (Рисунок 4);

- наличию корреляционных связей между содержанием масел и смол, масел и параметра С/А, масел и асфальтенов в пробах нефти ЮТС в сравнении с пробами из скважин без признаков аномальности за пределами ЮТС, где связи слабые или отсутствуют;

- результатам моделирования состава нефтей и битумоидов на основе программы SynOil, позволяющим установить характер молекулярно-массового распределения n-парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава и идентифицировать в составе нефтей и битумоидов наличие легких миграционных УВ;

- вышеперечисленные аргументы обосновывают защищаемое положение №1;

в) по изменению значений содержания масел, коэффициента корреляции R^2 между содержанием масел и смол бензольных, учитывая значения параметра $Сб./Ссб.$ > 2 в пробах из аномальных скважин (имеются исключения):

- предполагается повышение содержания в составе проб легких углеводородов высокой степени катагенной превращенности, в последовательности, обратной в Таблице 1;

- предлагается типизация исследованных нефтей по тектонической приуроченности вмещающих залежей (Рисунок 5):

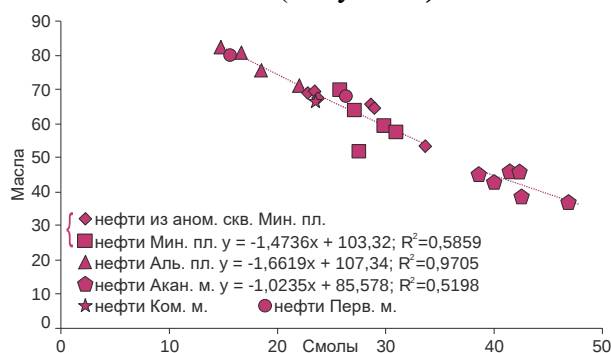


Рисунок 5 – Типизация нефтей по содержанию масел и смол согласно тектонической приуроченности нефтяных залежей (Разработан автором)

смешения нефтей ранее существовавших залежей с новыми порциями легких углеводородов. То есть, наибольшее распространение современных процессов миграции нефтяных флюидов прогнозируется на геодинамически активных структурах Южно-Татарского и юго-восточного борта Северо-Татарского сводов, с развитыми в их пределах многочисленными разломными зонами, секущими фундамент и осадочной чехол. И, третья группа – самые тяжелые – нефти

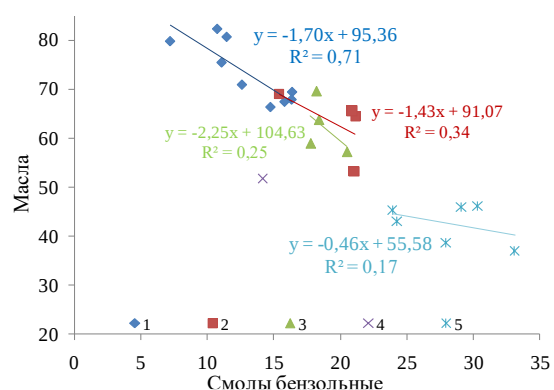


Рисунок 4 – Исследование зависимости между содержанием масел и смол бензольных в пробах нефти (Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т., 2017 г.)

выделено три группы нефтей. Первая группа – наиболее легкие – нефти из аномальных скважин Алькеевской площади ЮТС и Первомайского месторождения СТС (из скважины 1391). Здесь прогнозируется предпочтительное поступление новых порций легких нефтяных флюидов и восполнение запасов залежей. Вторую группу – промежуточную – составляют нефти из аномальных скважин Миннибаевской площади ЮТС, Комаровского и Первомайского месторождений СТС (из скважины 1469), где предполагаются процессы активного

Аканского месторождения, расположенного на восточном борту Мелекесской впадины. Их состав характеризует современное состояние залежи, сформированное под воздействием мероприятий по увеличению добычи, и отсутствие связи залежи с путями миграции углеводородов, которые могли бы «облегчить» состав отбираемых флюидов и улучшить их физико-химические свойства;

г) с учетом результатов анализа геолого-промысловой информации предполагаются различная геодинамическая активность блоков Миннибаевской площади и точечное проявление процессов современной миграции УВ в пределах залежи;

Выявлено, что скважины северо-западного (159, 166) и юго-восточного участков (10754) залежи проявляют аномальные характеристики одновременно в пределах одного участка и попеременно в пределах всей залежи – инверсии дебитов для них проявлялись в 1960-е, 1970-е, 1990-е гг. и 1980-е гг., соответственно. В настоящее время пробы из скважин 159, 166 СЗ участка показывают большее содержание масел (68,48%) и меньше смол и асфальтенов (23,62 и 7,90%), чем пробы из скважины 10754 ЮВ участка (53,28%, 33,58 и 13,14%, соответственно). Большая геодинамическая активность СЗ участка, вероятно, является следствием близости расположения к активному в настоящее время Алтунино-Шунакскому прогибу, что подтверждается различием качественного состава нефтей, выявленного по результатам ГХ, рассмотренных далее в работе. В дополнение можно отметить функционирование без проявления признаков аномальности на ЮВ участке скважины 231, что выражается в групповом составе нефти – низком содержании масел (51,80%), высоком – смол (27,58%) и асфальтенов (20,62%), и характерному ММР н-алканов в тяжелых, окисленных нефтях (Рисунок 6). Данный вывод обосновывает защищаемое положение № 4.

д) по содержанию масляной фракции – более 60% – предполагаются аномальные характеристики в работе и наличие зон современного притока углеводородов в районах скважин 20173, 20458. В скважине 9589 также подтверждены аномальные характеристики пробы нефти по предложенному параметру.

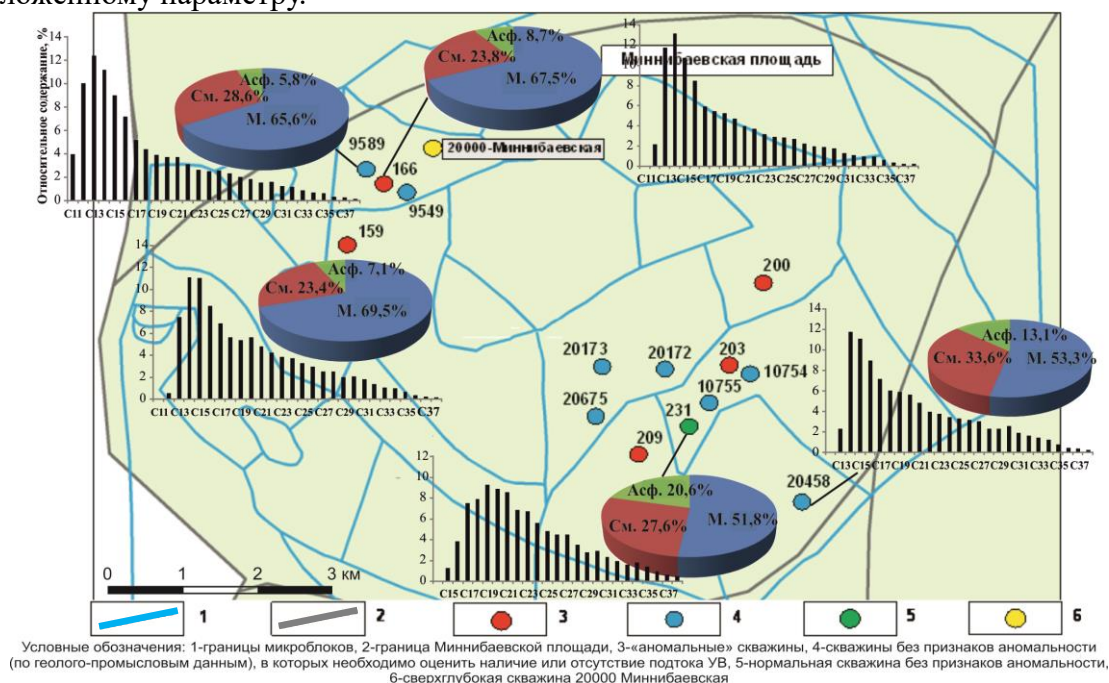


Рисунок 6 – Изменение состава нефтей и параметров работы скважин в зависимости от геодинамической активности блоков Миннибаевской площади (Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н. и др., 2011 г. с дополнениями автора)

5.2. Результаты исследования индивидуального молекулярного состава нормальных и изопреноидных алканов масляной фракции проб нефти методом газовой хроматографии

Н-алканы в изученных пробах представлены спектром гомологов состава C_{11} – C_{38} , с некоторым преобладанием н-алканов в области C_{12} – C_{17} , что наряду со значениями параметров $П/н-C_{17}$ (0,32–1,16) и $Ф/н-C_{18}$ (0,66–1,47) показывает мелководно-морскую водорослевую

обстановку осадконакопления исходного ОВ, генерировавшего нефти в изучаемом регионе. Для ОВ нефтей ЮТС и СТС предполагается некоторый вклад высшей растительности по превышению над гомологами содержания C_{25} и значениям параметра $n-(C_{15} + C_{17})/2n-C_{16} < 1,2$.

При детальном изучении проб выявлено изменение значений биомаркерных параметров (Таблица 2), а именно: увеличение значений параметра П/Ф в ряду – нефти из скважин без признаков аномальности за пределами ЮТС (0,57) – нефти из скважин без признаков аномальности на ЮТС (0,86) – нефти из скважин, пробуренных недавно и давшие нефть из промытой части пласта (0,93), – нефти из скважин, расположенных вблизи аномальных скважин (0,94), – нефти из аномальных скважин ЮТС (0,96). Большая миграционная способность пристана, в сравнении с фитаном, вероятно, обуславливает полученную закономерность для нефтей ЮТС, исходя из условий последовательного увеличения в составе изучаемых проб нефти миграционных флюидов. Уменьшение содержания высокомолекулярной части n -алканов наряду с увеличением низкомолекулярной в последовательности: пробы из скважин без признаков аномальности – аномальные скважины ЮТС и СТС, за некоторыми исключениями, также может быть связано с увеличением содержания в составе нефтей легких компонент высокой степени катагенной превращенности.

Определение степени катагенной превращенности нефти проведено с использованием методики, разработанной С.Б. Остроуховым, – в ММР n -парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава, по результатам моделирования выделяются условно конденсатная составляющая, соответствующая эталонной кривой, описываемой уравнением $N = Ae^{BC}$, где A и B – коэффициенты; C – число атомов углерода в молекуле; N – содержание гомологов в ряду, и условно нефтяная составляющая, которая имеет отклонения от эталонного распределения. Большее содержание конденсатной составляющей определяет большую степень катагенной превращенности нефти (Рисунок 7).

Параллельно, с использованием коэффициентов метаморфизма K_1 и K_2 в качестве координат, вычисляемых по формулам – $K_1 = C_{13-15}/C_{15-19}$ и $K_2 = C_{15-19}/C_{19-23}$, строится график, на котором выделены различные области – области нефтяной составляющей, собственно нефти, конденсатной составляющей и тяжелого конденсата, где степень катагенной превращенности нефти определяется близостью положения координат пробы к конденсатной области (Рисунок 8).

По итогам изучения термической зрелости проб нефти прослеживается соответствие полученных данных ранее выявленным закономерностям. Результаты моделирования и сопоставления проб по коэффициентам K_1 , K_2 иллюстрируют выраженное отличие ММР n -алканов проб нефти с признаками аномальности от проб без таковых признаков.

Максимальное содержание легкой УВ-составляющей (конденсатной) зафиксировано именно в пробах из аномальных скважин, и из скважин, которые расположены рядом с ними, а также в нефтях из скважин, пробуренных недавно в промытой части пласта на Миннибаевской площади (20173, 20675), что, вероятно, предполагает современные процессы миграции нефтяных флюидов в районы этих скважин (Рисунки 7, 8). В пробах Аканского месторождения наблюдается потеря ими легких УВ, обуславливающая высокую плотность и вязкость нефти, что с учетом результатов группового анализа, предполагает изолированную от современных миграционных путей систему залежи, либо крайне низкое их проявление (Таблица 2).

Процессы миграции, как показано ранее по зависимости качества добываемого флюида (групповой состав) от геодинамической активизации на участках скважин для Миннибаевской площади, характеризуются точечным и периодическим характером проявления. В пользу этого предположения свидетельствуют и ММР n -алканов проб из скв. 159, 166, на которых прослеживается большее содержание низкомолекулярных гомологов – больше в 2 раза, высокая степень катагенной превращенности (значения K_1 и K_2 выше в 2 и более раз), характеризующие меньшую плотность и вязкость нефти, что, вероятно, может быть вызвано участием в их составе легких миграционных компонент высокой степени катагенной превращенности. Тогда как для пробы из скв. 231 на ЮТС, в работе которой не зафиксированы аномальные параметры



Рисунок 7 – ММР н-алканов по результатам моделирования в программе SynOil в пробе нефти из скв. 159 (Остроухов С.Б. и др., 2014 г.)

Таблица 2 – Сравнение значений геохимических коэффициентов в пробах нефти (Разработана автором)

П/Ф	$\frac{\Sigma n-(C_{27}-C_{31})}{\Sigma n-(C_{15}-C_{19})}$	$\frac{n-C_{27}}{n-C_{17}}$	$\frac{n-(C_{13}-C_{15})}{n-(C_{23}-C_{25})}$	K_1	K_2
Скважины с признаками аномальности на ЮТС					
0,956	0,271	0,357	2,615	0,701	1,627
Скважины с признаками аномальности на ЮТС и СТС					
0,911	0,271	0,369	2,429	0,697	1,519
Скважины, расположенные вблизи аномальных скважин					
0,944	0,283	0,388	3,184	0,841	1,671
Скважины, пробуренные недавно и давшие нефть из промытой части пласта					
0,931	0,284	0,384	2,935	0,774	1,668
Скважина без признаков аномальности на ЮТС					
0,864	0,537	0,602	0,074	0,043	0,739
Скважины без признаков аномальности за пределами ЮТС					
0,571	0,318	0,424	0,530	0,219	1,021

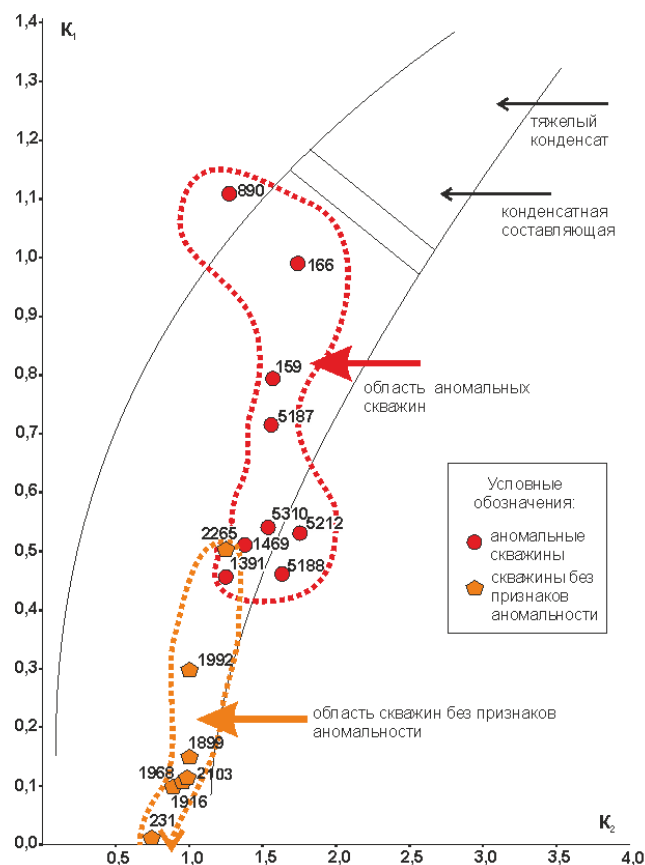


Рисунок 8 – Изучение проб нефти по коэффициентам K_1 , K_2 (Салахидинова Г.Т., 2017 г.)

по продуктивности, видна потеря низкомолекулярных гомологов, характеризующая состав нефти на поздней стадии разработки залежи, вызванной как ее истощением, так и влиянием на свойства нефти мероприятий по увеличению добычи (Таблица 2, Рисунки 6, 7, 8). Полученные данные обосновывают защищаемое положение № 4.

Идентификация аномальных характеристик в пробах нефти по данным ГХ в пределах ЮТС, СТС и Мелекесской впадины, в комплексе с результатами группового анализа, ГХ-МС, ГХ газов C_1-C_6 и исследования изменения величины $\delta^{13}C$, может быть проведена в пределах следующих значений параметров: $П/Ф = 0,94-0,96$ и выше; $\Sigma n-(C_{27}-C_{31})/\Sigma n-(C_{15}-C_{19}) = 0,27-0,28$; $n-C_{27}/n-C_{17} = 0,37-0,39$; $n-(C_{13}-C_{15})/n-(C_{23}-C_{25}) = 2,43-3,18$ и выше; $K_1 = 0,46-1,11$ и $K_2 = 1,24-1,76$.

По выделенным граничным значениям параметров и групповому составу проб нефти, аномальные характеристики подтверждены в нефти из скважины 9589 и выявлены для нефтей из скважин 20173, 20675.

Следует отметить, что анализ распределения коэффициентов K_1 , K_2 показал возможность их использования для мониторинга состава нефтей и идентификации современных процессов миграции УВ в разрабатываемые залежи.

5.3. Результаты исследования индивидуального молекулярного состава углеводородов масляной фракции проб нефти методом газовой хромато-масс-спектрометрии

Всего исследовано 12 проб нефти, из них 9 отобрано в пределах ЮТС, 3 – СТС. Согласно анализу распределения в нефтях стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ предполагается формирование исходного ОВ в прибрежно-дельтовой зоне и зоне открытого моря. Более восстановительные условия осадконакопления прогнозируются на СТС, согласно распределению проб на графиках зависимости $П/(П + Ф)$ от $Диа/(Диа + Рег)$ (Рисунок 9) и Ts/Tm от $Диа/Рег$. Вместе с тем прогнозируется многоэтапность (минимум два) поступления УВ, имеющих различные источники генерации, в залежи нефти пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского месторождений,

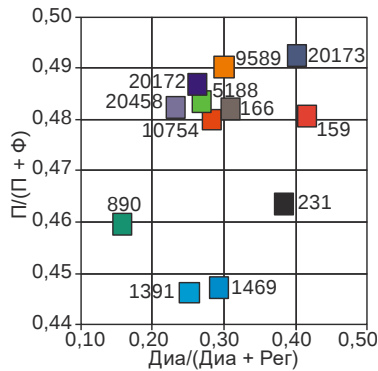


Рисунок 9 – Исследование генетической связи проб нефтей (Разработан автором)

которые были определены Петерсом К.Е. как соответствующие ОВ доманиковых нефтематеринских пород Волго-Урала в исследовании «Circum-Arctic petroleum systems.., 2007 г.» (Рисунок 10);

– значениями показателей возраста нефти – триц.терп. $C_{26}SR/Ts$ и стер. C_{28}/C_{29} , отличающимися от таковых для ОВ девонских пород, предполагая смешение нефти девонских материнских пород с более молодыми (юрскими и более поздними) нефтями в исследованных пробах, за некоторыми исключениями (из скв. 1391, 20172, 5188, 890) (Рисунок 11);

– вышеперечисленные данные обосновывают защищаемое положение №3.

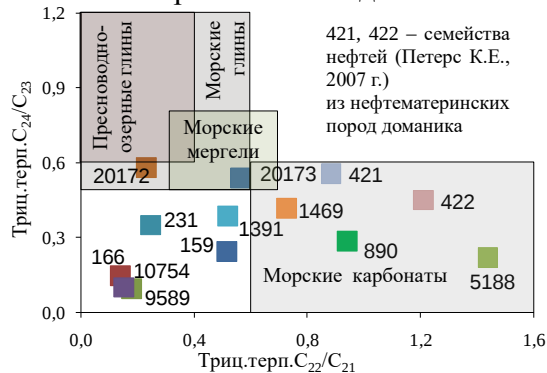


Рисунок 10 – Восстановление условий осадконакопления исходного ОВ по распределению трициклических терпанов (Салахитдинова Г.Т., 2017 г.)

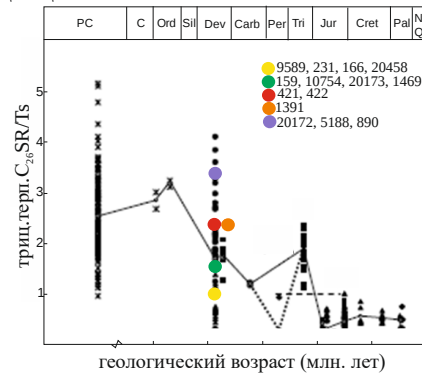


Рисунок 11 – Определение геологического возраста нефтематеринских пород по параметру триц.терп. $C_{26}SR/Ts$ (Петерс К.Е., 2007 г. с дополнениями автора)

В понятие многоэтапности формирования залежей в пределах ЮТС и СТС включается и возможность процессов нефте- и газообразования на современном этапе, что наряду с вышеперечисленными особенностями, предполагающими смешение в залежи нефтей из разных источников генерации, может выражаться и присутствием в составе отбираемых нефтей миграционных УВ высокой степени катагенной превращенности. В защиту выдвигаемого предположения и защищаемого положения №1 свидетельствуют:

– высокие значения показателей термической зрелости нефти – $C_{31}S/(S + R) = 0,55–0,62$; $C_{32}S/(S + R) = 0,32–0,65$; $Ts/\Gamma_{30} = 0,07–0,30$; $M/\Gamma = 0,07–0,15$; $C_{29}Ts/(\Gamma_{29} + C_{29}Ts) = 0,04–0,24$; $\Gamma_{28}/\Gamma_{30} = 0,05–0,16$; стер. $C_{29}SSR = 0,45–0,64$; стер. $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = 0,61–0,81$ и $C_{19}–C_{30} = 0,25–0,65$, преобладание относительного содержания C_{31} (35–50%) среди гомогенов состава $C_{31}–C_{35}$;

– вышеперечисленные используемые стерановые и терпановые геохимические коэффициенты одновременно служат и показателями зрелости нефти и показателями миграции:

значения стерановых показателей зрелости превышают равновесные: стер. $C_{29}SSR > 0,55$ – 159, 10754, 9589, 20172, 5188, 1391 и стер. $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha \geq 0,67$ – 159, 166, 20173, 20458, 1391;

значения терпанового показателя $C_{31}S/(S + R) \geq 0,57$ – для проб из скважин 159, 10754, 9589, 20458, 5188, 890, 1391, 1469); значения моретанового индекса (0,07 (9589) – 0,15 (5188));

преобладание относительного содержания C_{31} (35–50%) среди гомогенов состава C_{31} – C_{35} (для проб из скважин 5188, 890, 1469, 1391, 20173);

- значения показателей миграции нефти:
- значительный разброс значений, характеризующих отношение $\Sigma_{\text{три}}/\Sigma_{\text{пента}}$ (0,34–1,85), и пониженные значения параметра $\Gamma_{\text{ам}}/\Gamma_{30} (\leq 0,30)$;
- несогласованность изменения значений параметров зрелости и отклонение значений от эмпирической и теоретической кривых зрелости на графиках зависимости: $C_{29}\text{SSR}$ от $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$ и $C_{29}\text{S/R}$ от $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$ (Рисунок 12);
- высокое содержание – более 60% конденсатной составляющей в пробах нефти согласно результатам моделирования ММР н-алканов, алкилциклогексанов, алкилбензолов, и значениям

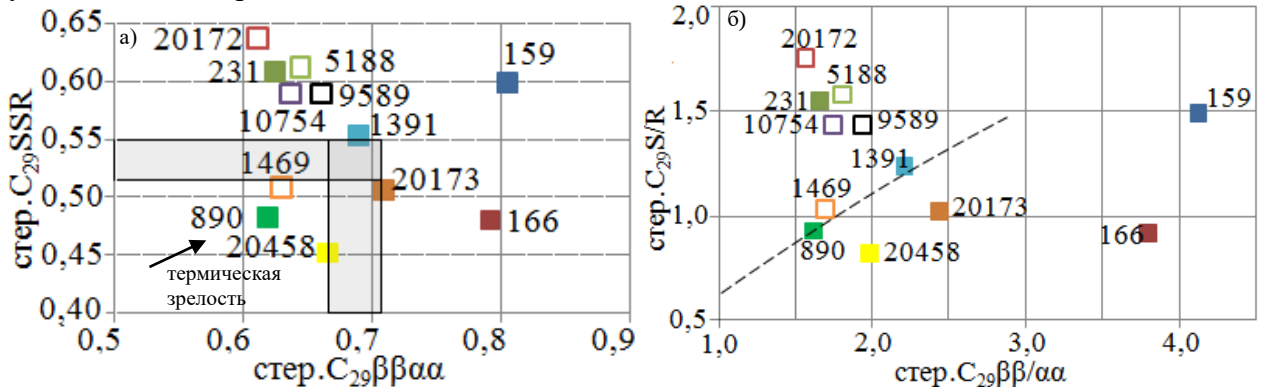


Рисунок 12 – Изучение степени катагенной превращенности нефти и возможности присутствия в ее составе миграционных флюидов согласно стерановым показателям: а) стер. $C_{29}\text{SSR}$ и стер. $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$ (Салахидинова Г.Т., 2017 г.); б) стер. $C_{29}\text{S/R}$ и стер. $C_{29}\beta\beta/\alpha\alpha$. (Разработан автором, с использованием теоретической кривой зрелости, предложенной Сейфертом В.К., Молдованом Д.М., 1981 г.). Заштрихованная область – область равновесных значений; пунктирная линия – теоретическая кривая зрелости.

ряда геохимических коэффициентов: П/Ф , $\Sigma_{\text{н}}-(C_{27}-C_{31})/\Sigma_{\text{н}}-(C_{15}-C_{19})$, $\text{н-}C_{27}/\text{н-}C_{17}$, триц.терп. C_{23}/Γ_{30} , стер. C_{27}/C_{29} , $\Sigma_{\text{три}}/\Sigma_{\text{пента}}$, Диа/Рег, Прегнан/стер. $C_{27}20\alpha$, $C_{29}\text{Ts}/\Gamma_{29}$, $\Gamma_{\text{ам}}/\Gamma_{30}$, $C_{31}\text{S}/(\text{S} + \text{R})$, Тетра/Три, во всех пробах, кроме пробы из скважины 231;

Для сопоставления использованы геохимические коэффициенты, описываемые в исследовании Нечаевой О.Л. «О влиянии фазово-ретроградных процессов..., 2003 г.», где наличие конденсатной составляющей предполагается как результат влияния фазово-ретроградных процессов растворения нефти в сжатых газах.

– высокие значения показателей возраста нефти – триц.терп. $C_{26}\text{SR}/\text{Ts}$ в пробах из скв. 20172 (3,70), 5188 (3,17), 890 (3,62), что с учетом изотопно-фракционного распределения углерода в нефтях из скважин 9549, (возможно, 166), подобного распределению в битумоидах, экстрагированных из пород кристаллического фундамента, и из скв. 20458, предполагают миграционные процессы углеводородных флюидов высокой степени катагенной превращенности в рассматриваемые залежи или связь этих нефтей с более древним, чем девонские материнские породы, исходным ОВ.

Таким образом, результаты изучения проб нефти хромато-масс-спектрометрическими методами показывают возможность многоэтапности формирования залежей Южно- и Северо-Татарского сводов, предполагая процессы смешения ранее существовавших девонских нефтей, генерированных морскими карбонатными материнскими породами, и более молодых, включая и современное нефтегазообразование, легких нефтей, образованных при большем участии глин, возможно, с некоторым вкладом континентальной органики.

5.4. Результаты исследования содержания растворенных газов состава C_1 – C_6 в пробах нефти методом газовой хроматографии с использованием техники парофазного анализа

В пробах нефти из аномальных скважин показано большее содержание растворенных газов состава C_1 – C_6 , повышенное содержание метана ($>$ в 2 и более раз), и в некоторых случаях, пониженное значение параметра изо-/н-бутан (0,5–0,8). Подобные характеристики проявляют и нефти из скважин 9589 и из промытой части пласта 20172, 20173, 20458, что предполагает возможность наличия в районах этих скважин зон современной миграции углеводородов. Полученные данные обосновывают защищаемое положение №1.

5.5. Результаты исследования элементного состава проб нефти

В пробах нефти из аномальных скважин Южно- и Северо-Татарского сводов содержание углерода в среднем ~ 80% в противовес 68% в пробе из скважины 231, работающей без проявления аномальных параметров по продуктивности. Исследование распределения значений параметров S/C, N/H и N/O показало обособление проб нефти Мелекесской впадины в отдельную группу с высокими значениями – 0,06, 0,05 и 0,1–0,2, соответственно. Полученные результаты, вероятно, свидетельствуют, о термической зрелости проб нефти из аномальных скважин и термически незрелых нефтях Аканского месторождения.

По относительному содержанию элементов аномальные характеристики подтверждены в пробе нефти из скважины 9589, и предполагаются в пробе из скважины 20172 (C:H:N:S:O – 79,2:12,0:2,1:4,7,2 и 78,5:11,9:0,3:1,5:7,8, соответственно).

5.6. Результаты определения значений $\delta^{13}\text{C}$ в пробах нефтей и их фракциях

Изучение изотопно-фракционного распределения углерода выявило отличия проб нефти из аномальных скважин, которые могут предполагать современные процессы миграции легких углеводородов в залежи Южно- и Северо-Татарского сводов:

- в пределах Миннибаевской площади диапазон изменения значений $\delta^{13}\text{C}$ в маслах, смолах и асфальтенах в пробах из аномальных скважин составляет -30–28‰; для проб из нормальных скважин – -32–30‰ (исключение – проба из скв. 231);
- дифференциация изотопно-фракционных кривых – в пробах из аномальных скважин прослеживаются изотопно легкие асфальтены в сравнении со смолами спиртобензольными за исключением проб из скважин 10754, 10755; для проб из нормальных скважин – более тяжелые, за исключением проб из скважин 231, 20458;
- наличие прямой корреляции значений $\delta^{13}\text{C}$ и содержания масляной фракции в пробах из аномальных скважин Южно- и Северо-Татарского сводов;
- наличие обратной корреляции значений $\delta^{13}\text{C}$ и содержания асфальтенов в пробах из нормальных скважин Ромашкинского и Аканского месторождений;
- сходство изотопно-фракционных кривых нефтей из аномальных скважин 9549, (возможно, 166) с таковыми для битумоидов, экстрагированных из пород кристаллического фундамента;
- отсутствие вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ по отдельным фракциям для пробы из скв. 20458 относят на счет высокой степени преобразованности исходного ОВ;
- значительный диапазон изменения значений параметров Гам./C₃₁R, стер.C₂₈/(C₂₇ + C₂₉), триц.терп.C_{20–21}/C_{23–24} относительно значений $\delta^{13}\text{C}$ в масляной фракции исследованных проб предполагает возможность смешения углеводородов различной природы генерации и степени катагенной превращенности;
- полученные данные свидетельствуют в пользу защищаемого положения №1.

Результаты исследований также показывают, что распределение значений биомаркерных параметров в зависимости от содержания тяжелого изотопа ^{13}C соответствует дифференциации проб согласно тектонической приуроченности изучаемых залежей:

- при меньших значениях параметров $\text{н-C}_{17}/(\text{П} + \text{н-C}_{17})$ и $\text{н-C}_{18}/(\text{Ф} + \text{н-C}_{18})$ наибольшее содержание ^{13}C обнаружено в пробах нефти Алькеевской площади и месторождений Северо-Татарского свода (скважины 5187, 5310, 890, 1391), наименьшее – в пробах Аканского месторождения. В пробах Миннибаевской площади параметры принимают промежуточные значения;
- при равных значениях параметра $\text{Ts}/(\text{Ts} + \text{Tm})$ наибольшим содержанием ^{13}C характеризуются пробы из скважин Северо-Татарского свода (из скв. 890, 1391 ~ 29‰). В пробах из скважин 9589, 20172 прослежены максимальные значения параметра $\text{Ts}/(\text{Ts} + \text{Tm}) = 0,46–0,47$ и $\delta^{13}\text{C} = -29,5–30,0‰$.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о большей степени катагенной превращенности проб нефти из аномальных скважин и возможности современных миграционных процессов в пределы залежей Южно- и Северо-Татарского сводов.

Глава 6. Рекомендации по созданию системы мониторинга процесса переформирования нефтяных залежей в процессе разработки

Предлагается двухуровневая система мониторинга. На первом уровне проводится анализ геолого-промысловых данных и выявление скважин, параметры работы которых соответствуют аномальным параметрам, рассмотренным ранее. На втором уровне проводятся геохимические исследования нефтей. На начальном этапе рекомендуется проведение измерений плотности добываемой нефти. При установлении спонтанного уменьшения плотности нефти в отдельных скважинах наряду с общим ее увеличением в залежи, необходимо дальнейшее изучение нефти из этих скважин. Для исключения возможности изменения плотности нефти при поступлении неуглеводородных газов, необходимо изучение содержания растворенных углеводородных газов. Одним из главных миграционных признаков, является увеличение содержания масляной фракции, которое может быть прослежено по результатам группового анализа нефти. Для обоснованного подтверждения выявленных зон восполнения запасов, и при оценке эффекта от применения МУН, необходимо изучение ММР н-алканов и использование коэффициентов K_1 и K_2 (по методике С.Б. Остроухова). Мониторинг положения точки исследуемой нефти в доверительном интервале и смещение этой точки в область более легкой нефти и газоконденсата однозначно будет указывать на облегчение нефти за счет поступления в нее легких УВ. Для получения более полной картины, возможно и проведение элементного анализа. Рассмотренные виды исследований не представляют большой сложности в плане организации работ с большим числом проб нефтей. Изучение биомаркеров и изотопного состава нефтей можно проводить в тех нефтях, где по данным четырех предыдущих видов анализа получены результаты, указывающие на наличие процесса переформирования залежи. Применение этих методов носит в большей степени научный характер, что позволит на более глубоком уровне оценить источник поступления УВ. Вопрос частоты замеров может решаться в зависимости от задач мониторинга, например, отбор проб может быть регулярным (один раз в месяц или в квартал) или привязан к периодам применения МУН, изменения системы заводнения (вводу новых скважин), после сейсмического события и т. д. В рамках проводимого исследования по итогам работ представляется целесообразным проведение мониторинга процесса современной миграции углеводородов на участках рассмотренных аномальных скважин Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов (159, 166, 10755, 5187, 5188, 5212, 5310, 890, 1391, 1469) и на участках скважин (9549, 9589, 20172, 20173, 20458, 20675), в которых нефти по комплексу исследованных геохимических параметров, проявляют аномальные характеристики.

Заключение

На основе сбора и обобщения геологической и геолого-промысловой информации по основным месторождениям Татарстана и анализа проведенных специальных аналитических исследований вещественного состава флюидов получены следующие результаты.

1. Предполагается формирование исходного ОВ нефтей Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов в прибрежно-дельтовой зоне и зоне открытого моря по распределению стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$. Более восстановительные условия по изменению параметров $\Pi/(\Pi + \Phi)$ от $\text{Диа}/(\text{Диа} + \text{Рег})$ и Ts/Tm от $\text{Диа}/\text{Рег}$, прогнозируются на Северо-Татарском своде. Для исходного ОВ нефтей Аканского месторождения предполагаются мелководно-морские восстановительные условия осадконакопления по параметрам $\Pi/(\Pi + n-C_{17})$ и $\Phi/(\Phi + n-C_{18})$.

2. Выявлена многоэтапность (минимум два) поступления углеводородов, имеющих различные источники генерации, в залежи нефти пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского месторождений по:

- наличию легких миграционных углеводородов в гомологических рядах н-алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов различной природы генерации в пробах нефти из аномальных скважин по результатам моделирования на основе программы SynOil;

- значениям параметров – триц.терп. C_{22}/C_{21} , триц.терп. C_{24}/C_{23} , триц.терп. C_{26}/C_{25} , $C_{31}22R/\Gamma_{30}$, Γ_{29}/Γ_{30} , Ts/Tm и $\text{Диа}/\text{Рег}$, где предполагаются как карбонатные, так и глинистые

нефтематеринские толщи в исследованных пробах;

- значениям параметров по трициклическим терпанам – C_{22}/C_{21} , C_{24}/C_{23} , C_{26}/C_{25} , и гопанам – $C_{31}22R/\Gamma_{30}$, Γ_{29}/Γ_{30} , которые показывают слабую связь с ОВ пород доманика Волго-Урала (Петерс К.Е., 2007 г.);

- широкому разбросу значений параметров $\text{Гам.}/C_{31}R$, $\text{стер.}C_{28}/(C_{27} + C_{29})$, $\text{триц.терп.}C_{20-21}/C_{23-24}$, $Ts/(Ts + Tm)$ относительно величины $\delta^{13}C$ в масляной фракции нефти, когда предполагается генерация нефтей разными материнскими породами с различной термической зрелостью;

- значениям параметров $\text{триц.терп.}C_{26}SR/Ts$ и $\text{стер.}C_{28}/C_{29}$, показывающих смешение нефтей девонских материнских пород с более молодыми нефтями во всех пробах за исключением проб из скважин 1391, 20172, 5188, 890;

- высоким значениями параметра $Ts/(Ts + Tm) = 0,46-0,47$ и $\delta^{13}C = -29,5-30,0\%$, по которым прогнозируются точечные притоки углеводородов высокой степени катагенной превращенности в районы скважин 9589, 20172;

- значениям параметров Π/Φ , $\Sigma n-(C_{27}-C_{31})/\Sigma n-(C_{15}-C_{19})$, $n-C_{27}/n-C_{17}$, $\text{триц.терп.}C_{23}/\Gamma_{30}$, $\text{стер.}C_{27}/C_{29}$, $\Sigma \text{три}/\Sigma \text{пента}$, Диа/Рег , $\text{Прегнан/стер.}C_{27}20R\alpha$, $C_{29}Ts/\Gamma_{29}$, $\text{Гам.}/\Gamma_{30}$, $C_{31}S/(S + R)$, Тетра/Три , в пробах из аномальных скважин, соответствующих таковым в исследовании Нечаевой О.Л., 2003 г.;

- результатам элементного анализа, когда для проб нефти из аномальных скважин предполагается большая термическая зрелость, что выражается в среднем содержании углерода $\sim 80\%$ в их составе в противовес 68% для пробы из скважины 231 без признаков аномальности;

- увеличению содержания ^{13}C в спирто-бензольных смолах в сравнении с их асфальтенами в среднем на $0,47\%$, за исключением проб из скв. 10754, 10755 в пробах из аномальных скважин;

- увеличению значений $\delta^{13}C$ с увеличением содержания масел в нефтях из аномальных скважин.

3. Разработана типизация исследованных нефтей по приуроченности вмещающих их залежей к определенному тектоническому элементу, когда наибольшее распространение миграционных процессов, обнаруживаемое по высокому содержанию легких углеводородов в нефти, фиксируется в пределах геодинамически активных структур Южно-Татарского свода и юго-восточного борта Северо-Татарского свода, в которых развиты разломные зоны, секущие фундамент и осадочной чехол.

4. В аномальных скважинах 159, 166, расположенных на северо-западном участке Миннибаевской площади зарегистрирована большая инверсия дебитов и повышенное содержание легких миграционных углеводородов (больше в среднем на 23%), в сравнении с аномальной скважиной 10754 и нормальной скважиной 231, не испытывавшей изменения режима работы, расположенными в юго-восточной части площади, что обусловлено близостью первых к Алтунино-Шунакскому разлому и большей степенью геодинамической активизации разломных зон.

5. Совместный анализ геологии исследуемого региона, геолого-промысловых параметров работы нефтедобывающих скважин и результатов геохимических исследований углеводородов позволили разработать геохимические критерии для локализации участков современной миграции легких углеводородов в разрабатываемые залежи, обосновывающие защищаемое положение №2:

а) по результатам группового анализа:

- высокое содержание масел – $60-85\%$ и низкое асфальтенов – $3-10\%$;

- наличие прямой корреляционной связи между относительным содержанием масел и смол бензольных, показывающей влияние первичных катагенных факторов – $R^2 = 0,5-0,7$;

б) по результатам моделирования в программе SynOil в рядах молекулярно-массового распределения n-алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов фиксируется высокое содержание конденсатной составляющей – $60-95\%$ и значения коэффициентов $K_1 = 0,46-1,11$ и $K_2 = 1,24-1,76$ (и выше), что показывает преобладающее содержание в нефтях

низкомолекулярных углеводородов высокой степени катагенной превращенности, распределение которых подобно распределению гомологов в конденсатах;

в) по результатам изучения растворенных газов C_1-C_6 ГХ методами с использованием техники парового анализа – прослеживается повышенное содержание метана – 28–43% наряду с пониженными значениями отношения изо-/н-бутан (0,5–0,8);

г) по результатам элементного анализа – содержание углерода – от 80% и выше;

Изучение биомаркеров и изотопного состава нефтей может использоваться в тех нефтях, где по данным группового, элементного и ГХ анализов предполагается влияние процесса переформирования залежи для детального научного обоснования перемещения УВ в пределах залежи или поступления их из другого пласта или из другого источника генерации.

д) по результатам изучения изотопного состава углерода нефтей и их фракций – фиксируется увеличение содержания ^{13}C в спирто-бензольных смолах в сравнении с их асфальтенами в среднем на 0,47‰;

е) по результатам хромато-масс-спектрометрических исследований – параметры, характеризующие условия накопления исходного ОВ: триц.терп. C_{22}/C_{21} , триц.терп. C_{24}/C_{23} , триц.терп. C_{26}/C_{25} , $C_{31}22R/\Gamma_{30}$, Γ_{29}/Γ_{30} , Ts/Tm и Диа/Рег, показывают несогласованность изменения значений, – значения могут соответствовать как карбонатным, так и глинистым нефтематеринским толщам;

ж) состав и распределение биомаркерных параметров нефтей должны соответствовать и значениям геохимических коэффициентов, отвечающих за процессы миграции.

Широкое развитие миграционных процессов в залежах нефти пашийского горизонта Ромашкинского, тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского и тиманского горизонта Комаровского месторождений можно прогнозировать:

- по разбросу значений параметра $\Sigma_{три}/\Sigma_{пента} = 0,34-1,85$, и пониженным значениям параметра $\Gamma_{ам}/\Gamma_{30} \leq 0,30$;

- по высоким значениям стерановых параметров зрелости, превышающими равновесные – стер. $C_{29}SSR > 0,55$ и стер. $C_{29}\beta\alpha \geq 0,67$;

- по несогласованности изменения значений параметров зрелости и отклонению от эмпирической и теоретической кривых зрелости на графиках зависимости: $C_{29}SSR$ от $C_{29}\beta\alpha$ и $C_{29}S/R$ от $C_{29}\beta/\alpha$;

- по высоким значениям терпанового показателя $C_{31}S/(S + R) \geq 0,57$, низким значениям моретанового индекса 0,07–0,15, преобладанию относительного содержания C_{31} (35–50%) среди гомогенов состава $C_{31}-C_{35}$, что предполагает участие в составе нефтей УВ флюидов высокой степени катагенной превращенности;

- по высоким значениям показателя триц.терп. $C_{26}SR/Ts$ в пробах из скв. 20172 (3,70), 5188 (3,17), 890 (3,62), обуславливающим высокую степень термического преобразования флюида с учетом изотопно-фракционного распределения углерода или влиянием более древнего ОВ (в пробах из скв. 9549, 166, 20458);

- по высоким значениям параметров отношения $\Pi/\Phi = 0,94-0,96$ и выше; $n-(C_{13}-C_{15})/n-(C_{23}-C_{25}) = 2,43-3,18$ и выше; $K_1 = 0,46-1,11$ и $K_2 = 1,24-1,76$ и выше и низким значениям параметров $\Sigma n-(C_{27}-C_{31})/\Sigma n-(C_{15}-C_{19}) = 0,27-0,28$ и $n-C_{27}/n-C_{17} = 0,37-0,39$.

6. По результатам комплексной интерпретации полученных геохимических данных, обоснованы методические приемы оконтуривания аномальных зон в районах добывающих скважин, зафиксированы современные процессы восполнения в районе скважины 9589 и дана прогнозная оценка наличия аномальных зон в районе скважин 20172, 20173, 20458, 20675 Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

7. Обоснован рациональный комплекс исследований нефтей из добывающих скважин, позволяющий проводить геохимический мониторинг нефтей на разрабатываемых месторождениях с целью изучения процесса переформирования залежи в ходе ее разработки, оценки степени проявления и активности геодинамических процессов и их влияния на состав нефтей в залежи, оценки эффективности различных методов воздействия на пласт для увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Список опубликованных работ

В изданиях, рекомендованных ВАК, и зарубежных изданиях

1. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Нефть и газ. – № 5. – 2017. – С. 83-102.
2. Салахиidinova Г.Т. Геохимические особенности состава нефтей на участках переформирования нефтяных залежей, находящихся на завершающей стадии разработки (на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения) // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 08 (62). – Ч. 2. – С. 84-92.
3. Салахиidinova Г.Т. К вопросу о современных процессах переформирования участков нефтяных залежей на поздней стадии разработки // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 08 (62). – Ч. 2. – С. 92-96.
4. Остроухов С.Б., Носова Ф.Ф., Плотникова И.Н., Емельянов В.В., Газизов И.Г., Салихов А.Д., Пронин Н.В., Салахиidinova Г.Т., Латипа Т. Потенциал прироста запасов нефти на юго-востоке Северо-Татарского свода и геохимические критерии выявления таких перспективных зон // Георесурсы. – 2015. – № 3 (62). – Т. 1. – С. 10-16.
5. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахиidinova Г.Т., Пронин Н.В. Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождений Татарстана // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 6 (586). – С. 70-74.
6. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Миннулин Р.М. Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 84-87.
7. Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. Characteristic features of the composition and structure of crude oils from the Pervomai and Romashkino fields in Tatarstan // Chemistry and technology of fuels and oils. – 2015. – No 6. – Vol. 50. – P. 561-568.
8. Салахиidinova Г.Т. Особенности строения верхнедевонского комплекса месторождения Тенгиз // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3 (38). – С. 258-261.

В сборниках всероссийских и международных конференций

1. Салахиidinova Г.Т., Плотникова И.Н. Геолого-геохимические критерии локализации участков переформирования нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности : материалы Всерос. науч. конф., посвящ. 30-летию ИПНГ РАН, Москва, 11-13 октября 2017 г. – Т. Вып. 2 (1). – Сер. Труды ИПНГ РАН (Москва) : сер. «Конференции». – Москва : ООО «Аналитик», 2017. – С. 130-131.
2. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы и пути изучения трудноизвлекаемых, нетрадиционных и остаточных нефтей : тез. докл. IV Междунар. Науч. Геологич. конф. «АтырауГео-2017», Атырау, 24-25 мая 2017 г. – Атырау, 2017. – (CD-ROM).
3. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т., Носова Ф.Ф., Тубман Ю.А. Возможности геохимического мониторинга нефтей при разработке месторождений // Проблемы геологии и освоения недр : труды XVIII Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова студ. и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014 г. – В 2 т. Т. 1. – Томск : ТПУ, 2014. – С. 353-354.
4. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т., Носова Ф.Ф., Тубман Ю.А. Сравнительные геохимические характеристики органического вещества нефтей «аномальной» и «нормальной» зон Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения // Геология в развивающемся мире : сб. науч. тр. (по материалам VI науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых с междунар. участием, Пермь, 18-21 апреля 2013 г.). В 2 т. Т. 1. – Пермь : Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2013. – С. 273-276.
5. Плотникова И.Н., Салахиidinova Г.Т., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Миннулин Р.М., Тубман Ю.А. Геохимические критерии локализации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Проблема повышения эффективности разработки нефтяных

месторождений на поздней стадии : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 4-6 сентября 2013 г. – Казань : «ФЭН» АН РТ, 2013. – С. 127-130.

6. Plotnikova Irina, Salakhidinova Gulmira, Nosova Fidania, Pronin Nikita and Ostroukhov Sergey. Modern Processes of Hydrocarbon Migration and Re-Formation of Oil and Gas Fields (Based on the Results of Monitoring and Geochemical Studies) // EGU General Assembly 2015 : Geophysical Research Abstracts, Vienna, 12-17 April 2015. – Vol. 17 / Vienna, Austria, 2015. – URL : <http://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2015/EGU2015-12535.pdf>

7. Muslimov R., Plotnikova I., Salakhidinova G., Nosova F., Pronin N., Ganiev B. The proof of deep source of hydrocarbons on the Romashkino oilfield // Kazan workshop on abiotic hydrocarbons : book of abstracts, Kazan, 13-17 April 2013 / Kazan (Volga region) federal university. – Kazan, 2013. – P. 36-37.

8. Salakhidinova G., Nosova F., Plotnikova I., Tubman J., Minnulin R. Comparative characteristics of organic matter of oils from the «anomalous» and «traditional» zones within the Minnibayevskaya area of Romashkinskoe field // Kazan workshop on abiotic hydrocarbons : book of abstracts, Kazan, 13-17 April 2013 / Kazan (Volga region) federal university. – Kazan, 2013. – P. 43-44.

9. Plotnikova I.N., Nosova F.F., Tubman J.A., Salakhidinova G.T. New data on the geochemical studies of oils of the «anomalous» wells within the Minnibayevskaya area of Romashkinskoe field // Ломоносов : материалы XX Междунар. молодежн. науч. конф. студ., асп. и молодых ученых, Москва, 8-12 апреля 2013 г. / МГУ. – Москва, 2013. – (DVD-ROM).

10. Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В., Тубман Ю.А. Новые данные по изучению РОВ пород мезозойского возраста южной части Казахстанского сектора Каспийского моря геохимическими методами // Ломоносов : материалы XXI Междунар. молодежн. науч. конф. студ., асп. и молодых ученых, Москва, 7-11 апреля 2014 г. / МГУ. – Москва, 2014. – (DVD-ROM).