

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ОБЪЕКТАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНАЛИЗОВ НЕФТИ И ГАЗА

Специальность: 2525.01 – “Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений”

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Сейтхазиев Есимхан Шереханович**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
доктора философии

Баку – 2026

Диссертационная работа выполнена в лаборатории аналитических исследований Научно-исследовательского и проектного института нефти и газа SOCAR.

Научный
руководитель:

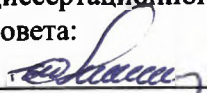
Член-корреспондент НАНА, доктор
технических наук, профессор
Сулейманов Багир Алекпер оглы

Официальные
оппоненты:

Доктор технических наук, доцент
Велиев Эльчин Фикрет оглы
Доктор технических наук, доцент
Аббасов Эльдар Мехти оглы
Доктор философии по техническим
наукам, доцент
Казымов Шукюрали Паша оглы

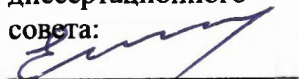
Диссертационный совет FD 2.03 Высшей Аттестационной
Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики,
действующий на базе Азербайджанского Государственного
Университета Нефти и Промышленности.

Председатель
диссертационного
совета:



Доктор технических наук, профессор
Искендеров Эльман Хейрулла оглы

Ученый секретарь
диссертационного
совета:



Доктор философии по техническим
наукам, доцент
Шмончева Елена Евгеньевна

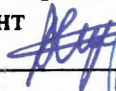
Председатель научного
семинара:



Доктор технических наук, доцент
Гамидов Натиг Нейман оглы

Подписи заверяю:

Ученый секретарь АГУНП, доктор философии по техническим
наукам, доцент



Алиев Инглаб Намиг оглы



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы и степень разработки

Результаты гидродинамического моделирования залежей нефти и газа, которые зависят от правильного определения гидродинамической связи между различными объектами, применяются для пересчета запасов углеводородов, а также для прогноза перспективных залежей. Применяемые традиционные методы требуют значительных финансовых и временных затрат и характеризуются менее достоверной информацией с учетом сложности используемых подходов, при этом большинство из них ограничивается выявлением гидродинамической связи только между нагнетательными и добывающими скважинами.

В связи с этим в настоящее время одной из основных задач нефтяной отрасли является разработка эффективных методов определения гидродинамической связи между различными продуктивными объектами по химическому составу и генетическим параметрам нефти и газа, так как с приходом современных технологий и научных подходов потребность в изучении их состава на молекулярном уровне растет.

Также правильный расчет вклада каждого пласта или залежи в общей добыче скважин, вскрывающих одновременно несколько продуктивных пластов, является одним из важных вопросов, так как в последнее время большинство недропользователей применяет скважины с совместной эксплуатацией. Поэтому разработка метода распределения добычи таких скважин позволяет решить не только данный вопрос, но и задачи по оценке эффективности скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией, герметичности пакера между их насосами и вертикальной разобщенности пластов.

Таким образом, разработка и применение методов определения гидродинамической связи между объектами на основе геохимических анализов нефти и газа является актуальной задачей.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются 1700 образцов нефти и 80 образцов газа из 120 нефтегазовых месторождений

Республики Казахстан. Все изученные образцы нефти и газы были получены из различных зон накопления нефти, конденсата и газа, и различных стратиграфических горизонтов.

Цель и задачи исследования

Целью исследования является разработка и применение методов определения гидродинамической связи между объектами на основе геохимических анализов нефти и газа

Основные задачи исследования:

1. Разработка методов определения гидродинамической связи раздельно-эксплуатируемых объектов;
2. Разработка методов распределения добычи углеводородов и оценки эффективности эксплуатации совместно-разрабатываемых объектов;
3. Создание геохимических атласов нефти и попутного газа месторождений Республики Казахстан;
4. Разработка способов оценки качества нефти и нефтепродуктов.

Методы исследования

Поставленные задачи решались путем применения методов теоретических, экспериментальных и промысловых исследований.

Основные положения, выносимые на защиту

На защиту выносятся:

1. Методы определения гидродинамической связи раздельно-эксплуатируемых объектов;
2. Методы распределения добычи углеводородов и оценки эффективности эксплуатации совместно-разрабатываемых объектов;
3. Геохимические атласы нефти и попутного газа месторождений Республики Казахстан;
4. Способы определения качества нефти и нефтепродуктов.

Научная новизна исследования

1. Разработаны методы определения гидродинамической связи раздельно-эксплуатируемых объектов;
2. Предложены методы распределения добычи углеводородов и оценки эффективности эксплуатации совместно-разрабатываемых объектов;

3. Созданы геохимические атласы нефти и попутного газа месторождений Республики Казахстан;

4. Разработаны способы определения качества нефти и нефтепродуктов.

Теоретическая и практическая значимость результатов работы

Разработанные в работе методы были реализованы на практике для создания геохимических атласов нефти и газа на основе анализа 1700 образцов нефти и газоконденсата и 80 образцов попутного газа из 120 нефтегазовых месторождений Республики Казахстан. Геохимические атласы были построены для семи нефтегазовых бассейнов Республики Казахстан:

1. Южная часть Прикаспийского бассейна;
2. Восточная часть Прикаспийского бассейна;
3. Северная часть Прикаспийского бассейна
4. Устюрт-Бузачинский бассейн.
5. Южно-Мангышлакский бассейн;
6. Южно-Тургайский бассейн;
7. Шу-Сарысуский бассейн;

Акты о внедрении методов на месторождениях прилагаются к диссертации.

На способ определения качества нефти и нефтепродуктов получен патент Республики Казахстан №7172 от 03 июня 2022 года

Апробация работы

Основные положения и результаты исследования диссертации докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях:

1. Научно-практическая конференция «Экология и нефтегазовый комплекс», (НАО «Атырауский университет нефти и газа», г. Атырау, 2018 г.);

2. 28-й международная конференция Европейской ассоциацией органических геохимиков (European Association of Organic Geochemists) по органической геохимии (IMOG 2019) (IMOG 2019, г. Гётеборг, Швеция, 1–6 сентября 2019 г.);

3. Научно-практическая конференция по теме «Состояние

и перспективы эксплуатации зрелых месторождений», (г. Актау, 16–17 мая 2019 г.);

4. Научно-практическая конференция по теме «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами» (г. Атырау, 5–6 сентября 2019 г.);

5. Международный форум «5th KDR Well Engineering Forum», (г. Астана, 12 сентября 2019 г.);

6. «Ежегодная Каспийская техническая конференция SPE-2020», доклад на тему «Интеграция анализа биомаркеров с результатами стабильных изотопов углерода для генетической классификации и отслеживания возможных путей миграции углеводородов Прикаспийского бассейна» (код статьи: SPE-202514-MS, г. Астана, 21–22 октября 2020 г.);

7. «Ежегодная Каспийская техническая конференция SPE-2021» доклад на тему «Применение биомаркеров и фингерпринтинга нефти для расшифровки генетической принадлежности и прогноза путей ее миграции в Арысском прогибе Южно-торгайского бассейна» (код статьи: SPE-207037-MS, г. Баку, 5–7 октября 2021 г.);

8. Международная конференция «Круглый стол. Молодежь и инновации-будущее нефтегазовой промышленности» (АтырауГео-2021, г. Атырау, 29 октября 2021 г.);

9. Международная конференция по теме «Актуальные вопросы прироста ресурсов и запасов углеводородного сырья», 17-20 мая 2022 года. (КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, 17–20 мая 2022 г.; доклад отмечен 1-м местом);

10. «Ежегодная Каспийская техническая конференция SPE-2022» по теме «Геохимический атлас нефти и нефтематеринских пород и корреляция «нефть-нефтематеринская порода» на примере нефтегазовых месторождений Мангышлакского бассейна (Казахстан)» (код статьи: SPE-212078-MS, г. Нур-Султан, 2022 г.);

11. «Ежегодная Каспийская техническая конференция SPE-2023» доклад на тему «Применение фингерпринтинга и

биомаркерного анализа нефти для изучения флюидосообщаемости коллектора и генетической типизации нефти Северо-Устьюртского региона» (код статьи: SPE-217633-MS, г. Баку, 23–25 ноября 2023 г.);

12. «Ежегодная Каспийская техническая конференция-2024» доклад на тему Application of oil fingerprinting and biomarker analysis for reservoir continuity and compartmentalization studies and genetic typing of oils derived from Eastern part of Precaspian basin (Kazakhstan). (код статьи SPE-223407-MS), (код статьи: SPE-223407-MS, г. Атырау, 26–28 ноября 2024 г.);

13. «Ежегодная конференция 75th Annual Meeting of the GSA Rocky Mountain Section – 2025» по теме Geochemical characterization and mineral composition of devonian and Mississippian carbonates, Sacramento mountains, New mexico, (г. Солт-Лейк-Сити, штат Юта, США, 20 мая 2025 г.);

14. «Международная научно-практическая конференция Geoscience & Exploration Central Asia: Геология, Ресурсы и Будущее Евразии» по теме «12 лет инновационной деятельности: цифровой геохимический атлас нефти и газоконденсатов нефтегазовых месторождений Республики Казахстан» (г. Астана, 2–3 апреля 2026 г.);

15. «Международная научно-практическая геологическая конференция Атырау Гео-2026» по теме «Геохимический атлас нефти и газоконденсатов северной части прикаспийского бассейна и его применения для прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений (г. Атырау, 23–24 апреля 2026 г.);

16. Конференция «Эволюция геологоразведки в РК: инновации и перспективы» доклад на тему: «Геохимический атлас нефти Южно-тургайского бассейна и его применение для прогноза перспективных участков», (South Oil, г. Шымкент, 21–23 мая 2025 г.).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 41 научных трудов, из которых 24 статей, 16 материалов конференций и 1 патент Республики Казахстан на изобретение. 14 статей опубликованы в журналах, индексируемых в базе Scopus, 5

статей — в журналах, индексируемых одновременно в базах Scopus и Web of Science, а 7 работ представлено в материалах конференций, индексируемых в Scopus.

Наименование учреждения, в котором выполнена диссертационная работа.

Диссертационная работа выполнена в Научно-исследовательском и проектном институте «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республик (SOCAR).

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, выводов, списка использованной литературы и шести приложений. Работа включает 231 рисунка, 8 таблиц, список использованной литературы из 122 наименований и 2 приложения. Диссертационная работа включает в себя следующее количество символов: введение — 8099, глава I — 33 389, глава II — 47834, глава III — 110 577, выводы — 4033. Общее количество символов — 203932.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы её цель, основные задачи исследования, научная новизна и указана практическая ценность.

В первой главе диссертации представлен литературный обзор методов определения гидродинамической связи между объектами раздельной эксплуатации,^{1,2} распределения добычи для совместно эксплуатируемых объектов, а также способов оценки качества нефти и нефтепродуктов.

В первом параграфе представлены применение семи существующих методов определения гидродинамической связи между объектами - трассерное исследование на примере Нуралы, импульсно-кодовое гидропрослушивание и анализ пластовой воды на примере месторождения Кожасай, анализ PVT свойств нефти на примере Восточный Уз и Северный Уз, геофизическое исследование скважин, сейсмическое исследование и традиционное геохимическое исследование, с детальными описаниями их преимуществ и недостатков.

При этом по массе извлеченных трассеров (индикаторов) можно определить наличие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, тогда как суть импульсно-кодowego гидропрослушивания заключается в регистрации отклика добывающей скважины на кодовое возмущение нагнетательной. Сравнение ионного состава пластовой воды добывающих скважин с водой из нагнетательных скважин и блочной кустовой насосной станции (БКНС) также позволяет установить гидродинамическую связь. В рамках анализа PVT-свойств нефти для этих же целей

¹ Кричевский, В.М., Фарахова Р.Р. Отчет по данным исследования методом Импульсно-Кодового Гидропрослушивания (ИКГ) скважины К-105. SofOil, Казахстан, 2019.

² Юньфэй Ц. Гайдамак Е.В., Верба А.Ф. Проведение трассерных исследований на скважинах №201 и №327 месторождения Алибекмола, ТОО СП «Ойл Смарт Технолоджис, Казахстан, 2018

применяется график зависимости газосодержания от давления насыщения пластовой нефти.

Геофизические исследования скважин (ГИС) используются для определения вертикальной разобщенности коллектора³.

По данным сейсмических исследований можно выявить участки с высокой амплитудой (bright spot)⁴, указывающие на скопления углеводородов, в то время как анализ сейсмических атрибутов позволяет обнаружить системы разломов между залежами и прогнозировать разобщенность или сообщаемость коллектора, хотя для окончательного подтверждения требуются дополнительные исследования.

В этой цели также можно использовать метод сейсмического мониторинга (4D-сейсморазведка/Time-Lapse Seismic), суть которого заключается в сравнение серии 3D-сейсмических съемок, выполненных на одном участке в разные годы. Изменение давления, температуры и насыщения пород (замена нефти/газа на воду) меняет упругие свойства пласта (скорость прохождения продольных и поперечных волн, амплитуду отраженного сигнала). Если при отборе жидкости в одной залежи на 4D-модели фиксируется синхронное изменение упругих параметров (акустического импеданса) в соседнем, казалось бы, изолированном блоке, это доказывает наличие гидродинамической связи между ними (например, через проницаемый разлом или единую систему трещин).

Настоящий параграф также содержит отсылки к результатам, представленным в третьей главе, где проводится сравнительный анализ разработанной автором методики фингерпринтинга и вышеуказанных традиционных методов исследования.

³ Sazli, N. H. A. Identifying reservoir compartmentalization using field data – Field X case study: Final Year Project— Universiti Teknologi PETRONAS, 2012.

⁴ Ajisafe, Y.C., Ako, B. D. 3-D Seismic Attributes for Reservoir Characterization of “Y” Field Niger Delta, Journal of Applied Geology and Geophysics (IOSR-JAGG) Nigeria., -2013, -p. Volume 1, Issue 2, 23-31 p.

Во втором параграфе в качестве основного метода распределения добычи нефти совместно эксплуатируемых объектов рассмотрены комплексные промыслово-геофизические исследования контроля разработки⁵. Анализ данных разносторонней расходомерии в сочетании с замерами влагомерии, индикатора притока и кривой плотности дает возможность определить интервалы притока, их процентный вклад в общий дебит скважины и состав поступающего флюида.

В третьем параграфе приведены существующие способы оценки качества нефти и нефтепродуктов. Для сырой нефти ключевыми показателями качества являются плотность, содержание серы и фракционный состав, тогда как для товарной нефти — содержание воды, механических примесей и хлористых солей, а также концентрация парафина, температура застывания и давление насыщенных паров. Качественными характеристиками бензина выступают его марка (АИ-92, АИ-95 и АИ-98) и октановое число, определяющее детонационную стойкость топлива.

На основе проведенного анализа показано, что существующие методы недостаточно эффективны, в связи с чем применение геохимических исследований является актуальной задачей для определения гидродинамической связи между пластами и количественного распределения добычи углеводородов по совместно эксплуатируемым объектам.

Во второй главе представлены разработанные методы определения гидродинамической связи между объектами раздельной эксплуатации, распределения добычи, оценки эффективности разработки совместно эксплуатируемых объектов, а также оценки качества нефти и нефтепродуктов.

В первом параграфе приведены разработанные методы определения гидродинамической связи на основе

⁵ Курилив С.Т. Головатая О.Н., Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований контроля за разработкой. Геомунайресурс, Казахстан, стр. 1-19 стр. 2014

геохимического анализа нефти и газа, которые реализуются по следующему алгоритму:

i) Производится отбор проб нефти из скважин, между которыми планируется установить гидродинамическую связь.

ii) Все доставленные пробы подвергались центрифугированию для отделения воды (время — 20 мин, частота вращения — 1000 об/мин, температура — 20 °С).

iii) Выполняются анализы нефти и газа с целью определения компонентного и изотопного состава углеводородов.

iv) Определение ароматических компонентов на молекулярном уровне в составе нефти и газоконденсата осуществлялось с помощью газового хроматографа с пламенно-ионизационным детектором. В то же время хроматографический фингерпринтинг и биомаркерный анализ флюидов выполнялись на многомерном газовом хроматографе с двумя пламенно-ионизационными детекторами и газовом хромато-масс-спектрометре в режиме SIM (рисунок 1).

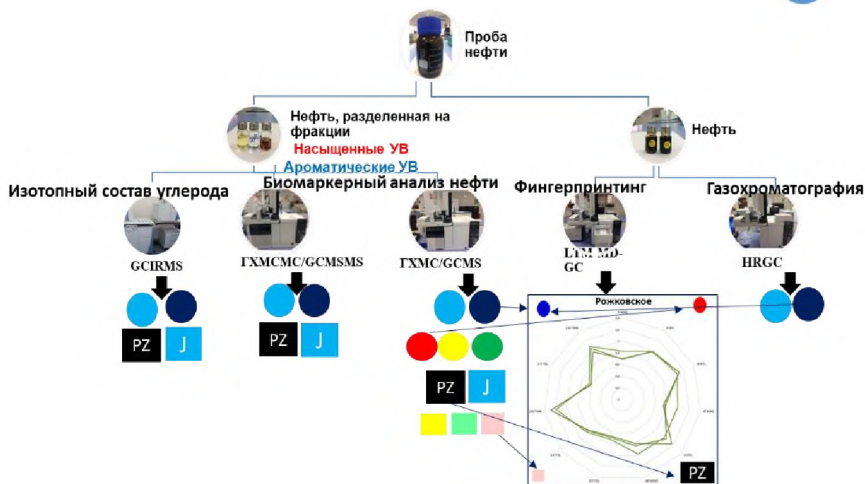


Рисунок 1 – Примененные инструменты для

создания геохимических атласов нефти

По результатам высокоскоростной низкотемпературной газовой хроматографии (LTM-GC) идентифицируется 11 ароматических компонентов, таких как этилбензол, параксилол, метаксилол, изопропилбензол, ортоксилол, н-пропилбензол, 4-этилтолуол (или соответствующий изомер), 3-этилтолуол, 1,3,5-триметилбензол, 2-этилтолуол и 1,2,4-триметилбензол (рисунок 2).

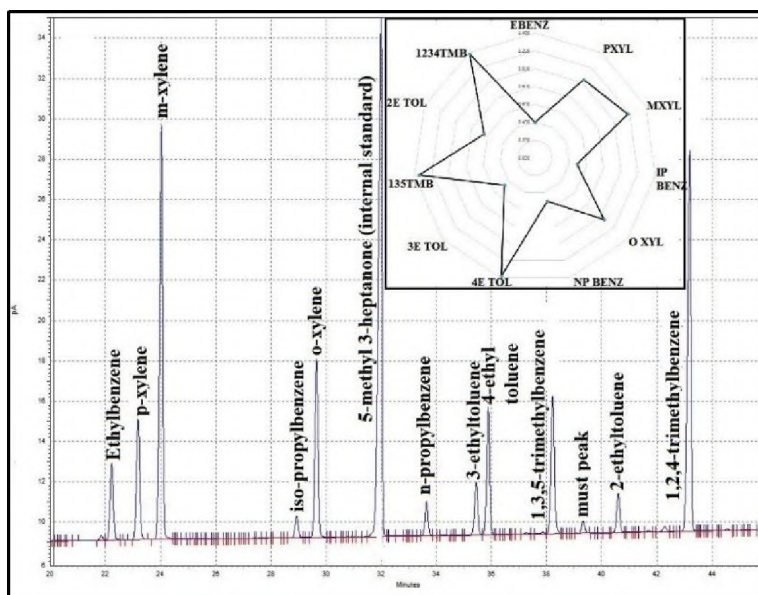


Рисунок 2 – Идентификация 11 ароматических компонентов в составе нефти

в) на основе нормализации ароматических компонентов нефти и изотопного состава углерода попутных газов строятся звездные диаграммы для каждой пробы.

На хроматограмме нефти проводится интеграция 11 ароматических пиков, а на хроматограмме попутных газов определяется 7 пиков изотопного состава углерода.

Для построения звездных диаграмм нефти и попутного газа нужно нормализовать пики полученных компонентов. Нормализация осуществляется в следующей последовательности: а) определяется сумма значений 11 пиков; б) определяется асимптотическое значение каждого пика делением на сумму значений 11 пиков; в) определение среднего асимптотического значения пиков; г) нормализация, делением асимптотических значений пиков на среднее асимптотическое значение.

vi) На основе сравнения звездных диаграмм делается вывод о наличии или отсутствии гидродинамической связи между объектами.

Вывод основывается на том, что если пробы нефти или газа имеют схожие конфигурации звездной диаграммы, то между коллекторами этих скважин имеется хорошая гидродинамическая связь. Если пробы нефти или газа имеют разные диаграммы, то между ними есть барьер или разлом, который мешает перемешиванию флюидов.

Во втором параграфе предложены методы распределения добычи нефти и оценки эффективности эксплуатации совместно разрабатываемых объектов.

Метод распределения добычи нефти при эксплуатации совместно разрабатываемых объектов реализуется в следующей последовательности:

i) отбираются пробы нефти из каждого объекта в отдельности при их раздельной эксплуатации;

ii) отобранные пробы смешиваются в заданных пропорциях (например, 75:25 %, 50:50 % и 90:10 %), при этом полученные смеси классифицируются как «эталонные (известные) смеси»;

iii) отбирается проба из скважины, эксплуатирующей данные объекты совместно, которая обозначается как «исследуемая (неизвестная) смесь»;

iv) проводится последовательный анализ эталонных и исследуемой смесей на многомерном газовом хроматографе, после чего полученные хроматограммы загружаются в

специализированное программное обеспечение Malcom, позволяющее количественно определить долевой вклад каждого пласта в состав «неизвестной смеси».

Метод оценки эффективности одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин, при которой добыча нефти производится комплексом штангового глубинного насоса и электроцентробежного насоса (ШГН–ЭЦН) на одной подвеске насосно-компрессорных труб (НКТ), осуществляется в следующей последовательности:

Производится отбор проб нефти на устье скважины на трех технологических режимах:

- а) работает только ШГН;
- б) работает только ЭЦН;
- в) ШГН и ЭЦН работают одновременно.

После отбора проб для каждого режима последовательно выполняются их геохимический анализ на многомерном газовом хроматографе, интегрирование пиков и построение звездных диаграмм. Сравнение полученных звездных диаграмм по ароматическому составу позволяет достоверно оценить, действительно ли осуществляется раздельная эксплуатация двух разных объектов или оба насоса откачивают флюид из одного и того же пласта.

Метод определения вертикальной разобщенности коллекторов в скважине реализуется на основе следующего алгоритма:

- i) проводятся отборы проб нефти сразу после испытания пластов из ниже- и вышележащих объектов;
- ii) выполняется их геохимический анализ на многомерном газовом хроматографе, осуществляется интегрирование пиков и построение звездных диаграмм;
- iii) морфологическое сходство звездных диаграмм нефтей указывает на гидродинамическую сообщаемость пластов по вертикали, в то время как их существенное различие свидетельствует о надежной вертикальной разобщенности объектов.

В третьем параграфе разработан метод составления геохимических атласов нефти и попутного газа. Метод реализуется на основе нижеописанного алгоритма:

- i) Производится отбор нефти и попутных газов по скважинам месторождения;
- ii) Проводится анализ отобранных проб нефти и газа;
- iii) На основе нормализации ароматических компонентов нефти и изотопного состава углерода в попутных газах строятся звездные диаграммы для каждого месторождения.

Сравнение звездных диаграмм позволяет выделить группы нефти и попутных газов для создания геохимических атласов по нефтегазовому региону или бассейну с условными знаками по генетическим параметрам, таким как осадконакопление, литология органического вещества (ОВ) и термическая зрелость.

На основе сравнения хроматограмм определяется осадконакопление ОВ: нефти озерного и морского происхождения отмечаются соответственно голубым (●) и синим (●) цветами. На основе сравнения биомаркеров определяется литология ОВ: нефти которые образовались из глинистых нефтематеринских толщ обозначаются зеленым цветом (●), в то время как нефти, которые сгенерировались из карбонатных нефтематринских пород обозначаются желтым (●) и красным цветами (●) в зависимости от литологии их коллекторов. Нефти поздней зрелости (late-mature) обозначаются черными прямоугольниками (■), в то время как нефти, сгенерированные в ранней зрелости или на пике зрелости отмечаются белыми (□) и коричневыми прямоугольниками (■) (см. рис. 3 и 4).

В четвертом параграфе представлены способы оценки качества нефти и нефтепродуктов. Работа по оценке качества нефти осуществляется в следующей последовательности:

1. Проводится анализ нефти методом газохроматографии для определения содержания парафина, хлористых солей, вязкости и плотности по хроматограмме алканов.

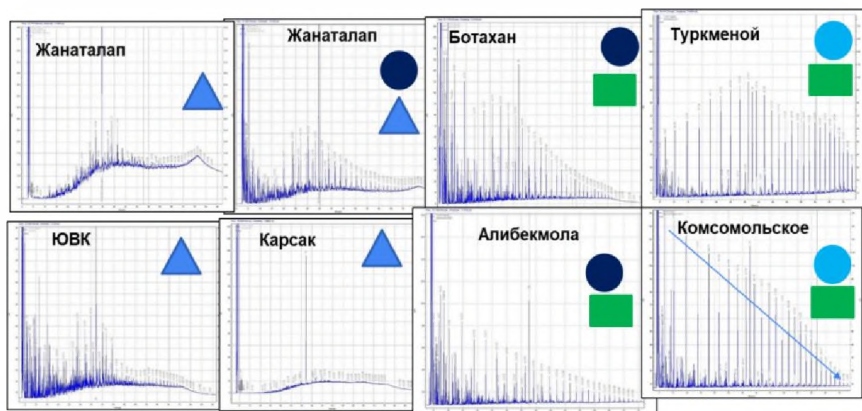


Рисунок 3 – Хроматограммы биодegradированных (голубой треугольник) и небиодegradированных (зеленые прямоугольники) нефти морского (синие круги) и озерного (голубые круги) происхождения

месторождение	Плотность (кг/м ³)	Кинематическая вязкость при 20 °С (мм ² /с)	Содержание хлористых солей (%)	Температура застывания (°С)	Содержание парафина (%)	Содержание серы(%)	Содержание асфальтены (%)
Жанаталап 65	879	667	374	-36	1,13	0,33	-
ЮВК № 453	870	36,78	1222,36	-54	1,53	0,35	0,1
Ботакан 121	806	5,21	36,52	-25	2,27	0,16	-
Карсак 68	939	705,9	2485	-18	0,39	0,30	0,21
Алибекмола 103	839	2,48	74,54	-20	2,57	1,53	0,05
Комсомольское Г-3	793	3,98	88	14	11,0	0,05	0,72
Туркменой 54	804	3,95-14	-	18-30	12,1	0,13	-

Рисунок 4 – Обоснование физико-химических свойств нефти по хроматограммам биодegradированных (голубой треугольник) и небиодegradированных (зеленые прямоугольники) нефти морского (синие круги) и озерного (голубые круги) происхождения

Наличие нафтенового горба на хроматограммах свидетельствует о биodeградации нефти. Такие флюиды обладают более высокой плотностью, повышенным содержанием хлористых солей и увеличенной вязкостью по сравнению с небiodeградированными аналогами, на хроматограммах которых четко фиксируются все нормальные алканы (n-алканы) и изопреноиды.

В свою очередь, нефти озeрного генезиса характеризуются более высоким содержанием парафинов и повышенной температурой застывания по сравнению с нефтями морского происхождения;

2. Проводится анализ нефти методом масс-спектрометрии для определения содержания серы и серосодержащих компонентов.

Определяются серосодержащие компоненты как дибензотиофен, метил дибензотиофен, которые указывают на карбонатное происхождение нефти;

3. Проводится сравнение полученных результатов и определяются показатели качества нефти.

Работа по оценке качества нефтепродуктов осуществляется в следующей последовательности:

1. Готовится искусственная смесь стандартов 11 разных ароматических углеводородов с добавлением внутреннего стандарта.

Используются этилбензол, паракселол, мета-кселол, изопропилбензол, орто-кселол, н-пропил бензол, 4-этилбензол, 3-этилбензол, 1,3,5-триметилбензол, 2-этилбензол, 1,2,4-триметилбензол, встречающиеся в горючих смесях углеводородов. При этом для в пробирку добавляют по одной капле (0,1 мл) каждого из указанных стандартов. Объем полученной составляет 1,1 мл;

2. Готовятся образцы нефтепродуктов с добавлением внутреннего стандарта.

В 50 гр. циклогексана добавляют 1 гр. 5-метил-3-гептанона в качестве внутреннего стандарта. Взвешивают на аналитических весах 0,9 гр. смеси ароматического стандарта и

добавляют 0,1 гр. основного раствора, при этом общая масса пробы должна составлять 1 гр. Взвешивают на аналитических весах 0,1 гр. пробы горючего углеводорода, в частности бензина или керосина, и добавляют 0,9 гр. основного раствора, при этом общая масса пробы должна составлять 1 гр;

3. Проводится сравнение времени выхода и концентрации 11 ароматических пиков и внутреннего стандарта в искусственной смеси и нефтепродуктах;

4. На основе сравнения ароматических пиков проводится оценка качества нефтепродуктов (рис.5).

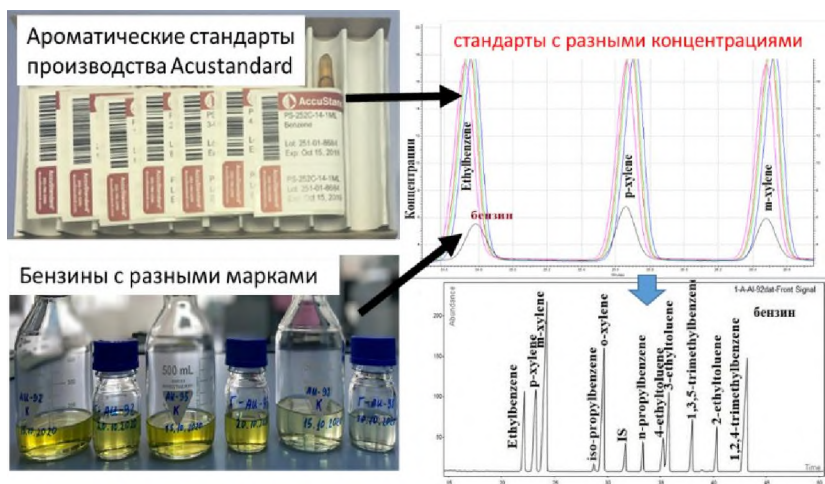


Рисунок 5 – Хроматограммы бензинов разных марок и ароматических стандартов

В третьей главе приведены результаты применения разработанных методов в промышленных условиях.

В первом параграфе представлены геохимические атласы нефти месторождений 7 нефтегазоносных бассейнов Республики Казахстан (Южная, Восточная и Северная часть Прикаспийского бассейна, Устюрт-Бузачинский бассейн, Южно-Мангышлакский бассейн, Южно-Тургайский бассейн, Шу-Сарыуский бассейн) по результатам геохимических исследований 1700 образцов нефти (таблица 1).

**Таблица 1. Охват месторождений для создания
геохимического атласа нефти и газоконденсатов Республики
Казахстан**

	Нефтегазоносные бассейны	Количество изученных месторождений и образцов нефти		Количество кондиционных месторождений и образцов для геохимического атласа	
		Месторожде ние	Образцы	Месторожде ние	Образцы
1	Южная часть прикаспийского бассейна	48	500	41	450
2	Восточная часть прикаспийского бассейна	10	130	8	130
3	Северная часть прикаспийского бассейна	3	25	3	25
4	Устюрт-Бузачинский бассейн	10	55	8	55
5	Мангишлакский бассейн	23	550	20	450
6	Южно-Тургайский бассейн	22	400	21	400
7	Шу-Сарысуский бассейн	4	40	4	40
	Общее количество образцов	120	1700	104	1550

Например, на рисунке 6 показан геохимический атлас нефти месторождений южной части Прикаспийского бассейна, где выделено 17 групп нефтей по анализу 450 проб нефти 31 месторождений:

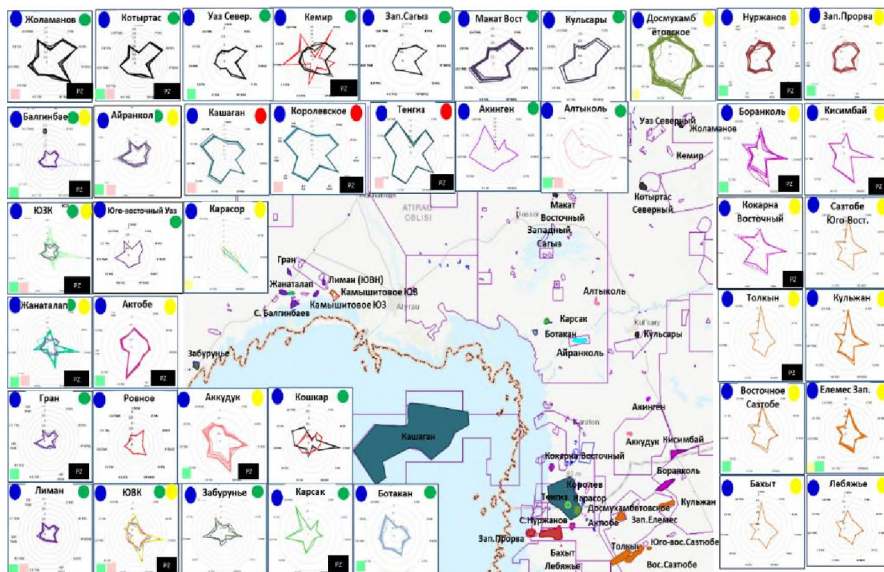


Рисунок 6 – Геохимический атлас нефти месторождений Южной части Прикаспийского бассейна

первую группу образуют нефти подсолевых карбонатных отложений трех гигантских месторождений (Кашаган, Тенгиз, Королевское).

вторую группу формируют нефти месторождений С.Нуржанов и Прорва Западная, схожие по биомаркерному составу нефти.

к третьей группе относятся нефти месторождений Боранколь, Кокарна Восточная и Кисимбай, в то время как в *четвертую группу* попадают нефти месторождений Юго-Западное Сазтобе, Толкын, Кульжан, Восточное Сазтобе, Западный Елемес, Лебязье и структуры Бахыт.

Несмотря на близкое расположение, нефти месторождений Карасор, Актюбе и Досмухамбетовское отличаются и образуют отдельные группы (5, 6 и 7) соответственно. Нужно отметить, что вышеуказанные месторождения находятся в терригенных отложениях, но по результатам биомаркерного анализа данные пробы нефти образовались из морского карбонатного ОВ соответственно на картах обозначены желтыми кругами.

К восьмой и девятой группам можно отнести нефти месторождений Аккудук и Ботакан, в то время как к десятой группе принадлежат нефти месторождений Макат Восточный и Кульсары, хотя по биомаркерному составу нефти этих месторождений немного отличаются. *К группе 11 и 12* относятся нефти месторождений Алтыколь и Акинген соответственно. В свою очередь, тринадцатая группа объединяет нефти месторождений Жоламанов, Северный Котырмас, Уз, Кемир и Западный Сагыз, обладающие близкими профилями распределения ароматических компонентов, несмотря на небольшие вариации в их детальном биомаркерном составе. Однако, проведенные нами исследования демонстрируют, что нефти месторождения Жоламанов характеризуются специфическим набором биомаркеров, обеспечивающим их обособленное положение на диаграммах метода главных компонент (РСА). Разные происхождения нефти месторождений Кульсары, Ботакан, Аккудук и Акинген также подтверждаются нашими предыдущими исследованиями по значению $\delta^{13}\text{C}$ индивидуальных н-алканов в их нефтях и их биомаркерному составу.

В пределах месторождений Балгимбаев, Камышитовое Юго-западное, Камышитовое Юго-восточное, Гран, Лиман и Жанаталап отмечаются два разных типа нефти, что составляют *14- и 15-группы* соответственно. Нефти Айранколь образуют 16-группу. К последней группе можно отнести нефти Забурунье. Нефти месторождений Жанаталап, Юго-Западное Камышитовое сформировались из двух источников нефти. И что интересно, эти отпечатки нефти по данным биомаркерного анализа относятся к двум разным нефтематеринским породам с разными

условиями и типами осадконакопления – глинистого и карбонатного происхождения.

Вышеизложенные данные могут указать на высокие перспективы нефтеносности между отложениями месторождений, нефти которых имеют схожий состав и попадают под одну группу со схожими генетическими параметрами.

В параграфе также в алфавитном порядке приведены примеры успешного применения разработанных методов для оценки гидродинамической связи между пластами-коллекторами в пределах каждого месторождения по отдельности, что позволяет выделять подгруппы нефтей и определять их гидродинамическую связность в пределах месторождения.

В этой главе также изложены результаты апробации и верификации авторской методики кластерного анализа (метод Варда), направленной на оценку гидродинамической связи между пластами-коллекторами: Проведена комплексная валидация предложенного подхода путем сопоставления результатов геохимического фингерпринтинга с данными традиционных промысловых методов на примере месторождений Нуралы, Кожасай, Алибекмола, Восточный и Северный Уз. Систематизация примеров успешного применения методики позволила подтвердить высокую разрешающую способность подхода в задачах выделения подгрупп нефтей и идентификации фильтрационных потоков, обеспечивая оптимизацию временных и вычислительных ресурсов. Анализ продемонстрировал высокую сходимость геохимических данных с промысловыми исследованиями и обновленными геологическими моделями залежей, построенными на базе современных сейсмических атрибутов. На месторождении Нуралы устойчивая связь скважин подтверждена трассерными индикаторами (тиомочевина) и корреляцией с уточненной моделью тектонических нарушений.

На месторождении Алибекмола эффективность кластеризации оранжевых групп фингерпринтинга нефти

подтверждена высокой скоростью фильтрации индикаторов (уранин, родамин). Исследование 25 проб нефти показало, что предложенный метод обладает высокой чувствительностью: выявленные отклонения состава отдельных проб от общих трендов подтверждаются биомаркерным составом, что позволяет выявлять погрешности традиционных лабораторных анализов. Эффективность подхода также подтверждена сопоставлением с данными импульсно-кодowego гидропрослушивания и диаграммами Стиффа пластовых вод на месторождении Кожасай, где выделенные группы полностью коррелируют с промысловыми замерами. На месторождениях Восточный и Северный Уаз комплекс биомаркерного анализа и PVT-зависимостей позволил однозначно доказать отсутствие гидродинамической связи между триасовыми отложениями. Интеграция геохимических данных существенно скорректировала представления о строении объектов, а сходимость результатов по различным месторождениям подтверждает достоверность разработанной методологии.

Во втором параграфе главы представлены геохимические атласы попутного газа четырех нефтегазоносных бассейнов Республики Казахстан по результатам анализов 80 образцов газа из 23 месторождений (таблица 2).

**Таблица 2 – Охват месторождений для создания
геохимического атласа попутного газа Республики
Казахстан**

	Нефтегазоносные бассейны РК	Количество месторождений	Количество проб
1	Южная часть прикаспийского бассейна	7	34
2	Северная часть прикаспийского бассейна	1	12
2	Мангшлакский бассейн	8	20
3	Южно-Тургайский бассейн	4	8
4	Шу-Сарысуский бассейн	3	6
	Общее количество	23	80

К примеру, на рисунке 7 представлен геохимический атлас попутного газа месторождений Южной части Прикаспийского бассейна, где отмечается 5 основных групп: К *первой* группе относятся газы месторождений Северный Котырмас и Жоламанов, в то время как газы месторождений Восточный Макат и Лиман образуют *вторую и третью* группу соответственно. Хотя звездные диаграммы газов С.Нуржанов и одной пробы Западной Прорвы имеют небольшую схожесть, они относятся к *четвертой и пятой* группе. Выделенные группы на основе данного исследования газа также подтверждаются результатами «фингерпринтинга» нефти этих месторождений.

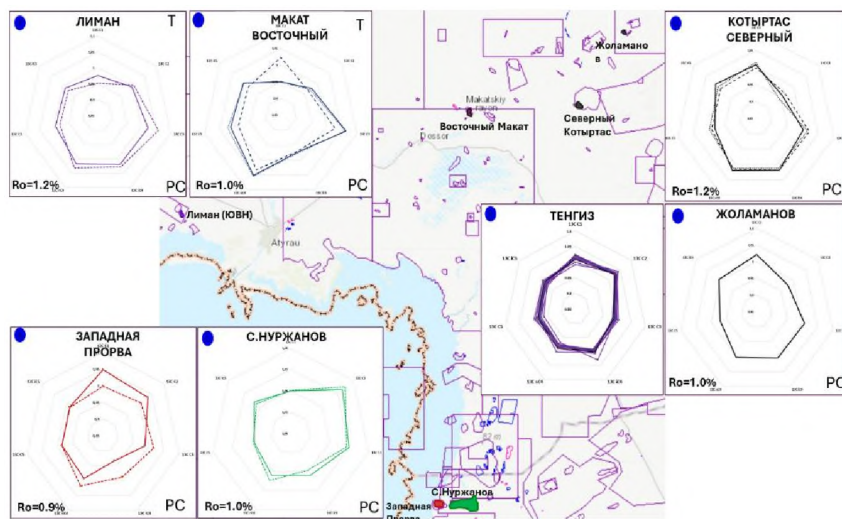


Рисунок 7 – Геохимический атлас попутного газа месторождений Южной части Прикаспийского бассейна по изотопному составу углерода

В третьем параграфе представлено применение разработанных методов для оценки качества нефти и нефтепродуктов (бензина и керосина). Суть разработанного автором метода оценки качества нефти заключается в том, что

нефти с хорошим качеством обладают наличием всех алканов на их хроматограммах и в то время, как нефти с плохим качеством характеризуются отсутствием н-алканов или наличием нафтенового горба, что указывает на биodeградацию нефти. Биodeградированные нефти обладают высокой плотностью, высокой вязкостью и высоким содержанием хлористых солей, которые, вероятно, вызваны, воздействием бактерий в коллекторах. Еще одним параметром показателей качества нефти по предложенному методу является то, что нефти озерного происхождения имеют высокое содержание парафина по сравнению с нефтью морского происхождения. В диссертации показаны геохимические атласы нефти около 120 разных месторождений Республики Казахстан, где биodeградированные нефти отмечались треугольником, в то время как нефти, не подвергавшиеся биodeградации зеленым прямоугольником.

Суть разработанного автором метода оценки качества нефтепродуктов заключается в прогнозе марки бензинов и керосина на многомерном газовом хроматографе. Например, на рисунке 8 представлена звездная диаграмма 10 проб бензина марок АИ-92, АИ-95 и АИ-98, отобранных на 4 разных анонимных заправках (А, В, С, D) в городе Атырау (Казахстан). Как видно из рисунка 8, бензин одной марки разных заправок имеет идентичный молекулярный состав, за исключением бензина марки АИ-92 заправки D.

Вероятно, на заправке D действительно могут продавать бензин с октановым числом, не соответствующим заявленному классу или добавить присадки, чтобы повысить октановое число. Высокие концентрации 1,3,5-триметилбензола (мезитилин) и низкие концентрации 1,2,4-триметилбензола (псевдокумола) в исследованных бензинах марки АИ-98 объясняются тем, что в бензине 1,3,5-триметилбензол (мезитилин) обладает высокой детонационной стойкостью, в то время как 1,2,4-триметилбензол (псевдокумол) обладает низкой детонационной стойкостью. Важность данного метода в том, что его можно применять в

качестве независимой оценки и постоянного мониторинга качества бензина на заправках разных городов.

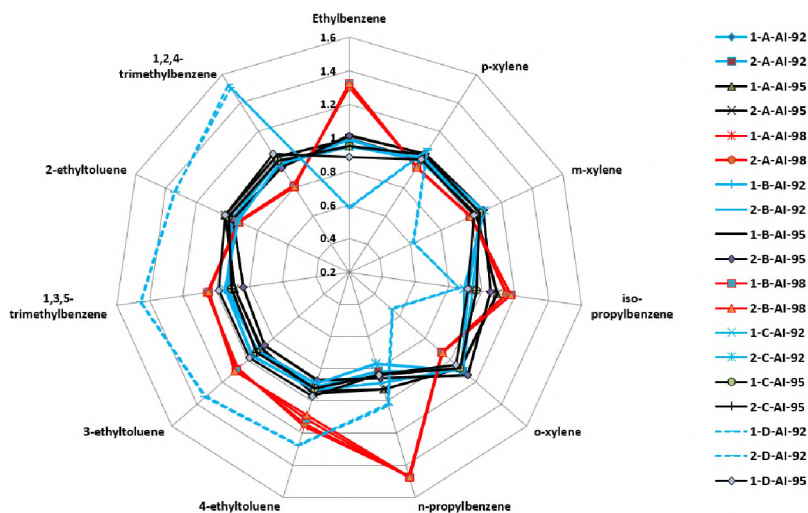


Рисунок 8 – Звездная диаграмма исследованных проб бензина по результатам LTM-MD-GC

Значимость развития данного направления состоит в том, что сопоставление данных по нефти и готовым бензинам в перспективе позволит определять, сырье с каких именно месторождений позволяет производить высокооктановое топливо (или наоборот). Эта информация имеет ключевое значение для нефтеперерабатывающих заводов при выборе потенциальных заказчиков и оптимизации производственных процессов.

Основным преимуществом данного метода является то, что это самый научно-обоснованный подход изучения состава бензина с разными марками даже с мизерной концентрацией (достаточно 100 мг). Все пробы на LTM-MD-GC анализируются в дубликатах для достоверности исследований и сопоставление результатов дубликата всегда дает идентичные результаты, что указывает на высокую их достоверность и исключает лабораторные ошибки от отбора проб до обработки данных.

Созданные в этой диссертационной работе геохимические атласы, имеют довольно много преимуществ:

1. Представляет ценную информацию по оценке гидродинамической связи между коллекторами и генетическому происхождению углеводородов в пределах каждого бассейна;

2. Условные знаки по генетическим параметрам на геохимических атласах позволяют не только выделить генетические типы нефти, но также содержат информацию о составе нефти. Например, нефти озерного происхождения могут иметь более высокое содержание парафина по сравнению с нефтью морского происхождения. Нефти карбонатных коллекторов имеют относительно высокое содержание серы и серосодержащих компонентов по сравнению с нефтями, терригенных коллекторов. Нефти поздней термической зрелости обладают высоким газосодержанием и давлением насыщения по сравнению с нефтями, сформировавшимися на пике зрелости или ранней зрелости. Например, аномально низкие значения газосодержания и давления насыщения в нефтях Карасор обосновывается их низкой термической зрелостью;

3. Использование геохимических атласов нефти и газа в цикле геологоразведочных работ позволяет прогнозировать пути миграции УВ, тем самым определив перспективные для проведения сейсморазведки и бурения объекты, что позволяет существенно снизить финансовые и временные затраты. В данной работе было предложено около тридцати перспективных зон возможных накоплений УВ, которые следует подтвердить по сейсмике и каротажным данным;

4. База данных геохимического атласа позволяет определить источник пробы нефти. К примеру, компанией «Саутсойл» были доставлены закодированные образцы нефти без названия месторождений. После анализа был проведен поиск сходства состава нефти из базы данных и было установлено, что нефть схожа с нефтью Акшабулак Восточного, что было подтверждено заказчиком;

5. Наличие атласа позволяет избежать проведения дорогостоящих традиционных видов исследований определения

гидродинамической связи объектов, таких как трассерное, гидропрослушивание, PLT;

6. Наличие базы данных по изотопному составу углерода в газах позволяет установить не только генетическую связь между разными газами и также отнести неизвестные газы к определенному бассейну если доставленные пробы будут закодированными;

7. Атлас позволит компаниям, занимающимся транспортировкой нефти и газа, учитывать свойства перекачиваемых агентов без проведения дополнительных анализов. К примеру, нефти карбонатного происхождения имеют относительно высокое содержание серы и серосодержащих компонентов (сероводород, меркаптаны, этилмеркаптаны и т.д.), что приводит к коррозии трубопровода, в то время как нефти озерного происхождения обладают относительно высоким содержанием парафина, что приводит к образованию парафиновых отложений в процессе транспортировки.

Описанные примеры использования геохимических атласов для обоснования компонентного состава УВ и повышения эффективности нефтегазопроисловых работ показывают бесспорную целесообразность их применения на практике, так как с их помощью к перспективным зонам накопления УВ присоединяются районы, которые оказались бы законсервированными при использовании традиционных методов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Был проведен обзор существующих методов (трассерное исследование, ИКГ, анализ пластовой воды, анализ РВТ свойств нефти, ГИС, сейсмическое исследование и традиционное геохимическое исследование, комплексное промыслово-геофизическое исследование контроля за разработкой), применяющихся для определения гидродинамической связи между пластами с детальными описаниями их недостатков. Показано, что существующие методы оказались недостаточно

эффективными и применение геохимических исследования является актуальной задачей для определения гидродинамической связи между пластами и количественного распределения добычи углеводородов совместно-эксплуатируемых объектов [1, 2, 3].

2. Разработаны методы определения гидродинамической связи между объектами по геохимическому анализу нефти и газа [14-16, 18-20, 25-26]. Методы реализуются на основе нижеописанного алгоритма:

- ✓ производится отбор нефти из геологических объектов, между которыми планируется определить гидродинамическую связь;

- ✓ проводятся анализы нефти и газа с целью определения компонентного и изотопного состава углеводородов;

- ✓ на основе нормализации ароматических компонентов нефти и изотопного состава попутных газов строятся звездные диаграммы для каждой пробы;

- ✓ на основе сравнения звездных диаграмм делается вывод о наличии или отсутствии гидродинамической связи между объектами.

3. Предложены методы распределения добычи нефти и оценки эффективности эксплуатации совместно разрабатываемых объектов [11, 23-24, 30]:

- ✓ метод распределения добычи нефти при эксплуатации совместно разрабатываемых объектов;

- ✓ метод оценки эффективности одновременно-раздельной эксплуатацией (ОРЭ) скважин;

- ✓ метод определения вертикальной разобщенности коллекторов в скважине.

Перечисленные методы представляют научную основу для мониторинга добычи в случае смешения нефти при разработке нескольких объектов одной скважиной.

4. Разработан метод составления геохимических атласов нефти и попутного газа [31-37]. Метод реализуется на основе нижеописанного алгоритма:

- ✓ производится отбор нефти и попутных газов по скважинам месторождения;
- ✓ проводится анализ отобранных проб нефти и газа;
- ✓ на основе нормализации ароматических компонентов нефти и изотопного состава углерода в попутных газах строятся звездные диаграммы для каждого месторождения;
- ✓ создаются геохимические атласы по нефтегазовому региону или бассейну.

5. Разработаны способы оценки качества нефти и нефтепродуктов [22]. Работа по оценке качества нефти осуществляется в следующей последовательности:

- ✓ проводится анализ нефти методом газохроматографии для определения содержания парафина, хлористых солей, вязкости и плотности по хроматограмме алканов;
- ✓ проводится анализ нефти методом масс-спектрометрии для определения содержания серы и серосодержащих компонентов;
- ✓ проводится сравнение полученных результатов и определяются показатели качества нефти;

Работа по оценке качества нефтепродуктов осуществляется в следующей последовательности:

- ✓ готовится искусственная смесь стандартов 11 разных ароматических углеводородов с добавлением внутреннего стандарта;
- ✓ готовятся образцы нефтепродуктов (бензин, керосин) с добавлением внутреннего стандарта;
- ✓ проводится анализ искусственной смеси ароматических стандартов и нефтепродуктов последовательно;
- ✓ проводится сравнение времени выхода и концентрации 11 ароматических пиков и внутреннего стандарта в искусственной смеси и нефтепродуктах;
- ✓ на основе сравнения ароматических пиков проводится оценка качества нефтепродуктов (марки бензина и керосина).

6. Разработанные методы были реализованы на практике для создания геохимических атласов нефти и газа на основе анализа 1700 образцов нефти и 80 образцов попутного газа из

120 нефтегазовых месторождений, расположенных на 7 нефтегазоносных бассейнах Республики Казахстан (Южная, Восточная и Северная часть Прикаспийского бассейна, Устюрт-Бузачинский бассейн, Южно-Мангышлакский бассейн, Южно-Тургайский бассейн, Шу-Сарысуский бассейн) [1-41].

7. Проведена валидация предложенного метода путем сопоставления результатов геохимического фингерпринтинга с данными традиционных промысловых (трассерное исследование, ИКГ, анализ пластовой воды, анализ PVT свойств нефти) методов на примере месторождений Нуралы, Кожасай, Алибекмола, Восточный и Северный Уз. Систематизация результатов апробации подтвердила высокую разрешающую способность метода при дифференциации подгрупп нефтей и идентификации фильтрационных потоков, что позволяет существенно оптимизировать временные и вычислительные затраты. Выявлена высокая степень сходимости геохимических данных с промысловыми исследованиями и уточненными геологическими моделями залежей, построенными с использованием современных сейсмических исследований. На разработанный способ определения качества нефти и нефтепродуктов получен патент Республики Казахстан №7172 от 03 июня 2022 года.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:

1. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Якупова, Э.Н., Кайрбеков, С.Б. Роль резервуарной геохимии нефти в повышении рациональности системы разработки многопластовых залежей нефтяных и газонефтяных месторождений // SOCAR Proceedings. — 2018. — No. 3. — P. 065–074. DOI: 10.5510/ogp20180300363

2. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Якупова, Э.Н., Кайрбеков, С.Б. Фингерпринтинг нефти, как инструмент для уточнения геологической и гидродинамической модели залежи // Материалы научно-практической конференции «Экология и нефтегазовый комплекс». — Атырау: НАО «Атырауский университет нефти и газа», 2018. — С. 133–137.

3. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Абиев, М.А. Фингерпринтинг и хромато-масс-спектрометрический (биомаркерный) анализ нефти месторождений Карагиинской седловины // Материалы международной конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». — Актау, 2019. — С. 108–119.

4. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Абиев, М.А., Кайрбеков, С.Б. Особенности и пути вторичной миграции нефти месторождений Каражанбас и Каламкас // Материалы международной конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». — Актау, 2019. — С. 94–104. URL:http://neft-gas.kz/f/esh_sejthaziev_nd_sarsenbekov_1.pdf

5. Сейтхазиев, Е.Ш., Тасеменов, Е.Т., Досмухамбетов, А.К., Абсалямов, Д.Б. Генетические типы нефтей продуктивных отложений Южной части прикаспийской впадины // Материалы научно-практической конференции по теме «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами» (5–6 сентября 2019 года). — Атырау, 2019. — Т. 2. — С. 416–428.

6. Сейтхазиев, Е.Ш., Тасеменов, Е.Т., Досмухамбетов, А.К., Абсалямов, Д.Б. Геохимические особенности нефти разведочных скважин Г-2 и Г-9 месторождения Карасор

Западный // Материалы научно-практической конференции по теме «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами» (5–6 сентября 2019 года). — Атырау, 2019. — Т. 2. — С. 428–436.

7. Сейтхазиев, Е.Ш., Тасеменов, Е.Т. Молекулярный и изотопный состав углерода в образцах попутных газов // Нефть и газ. — 2019. — № 5 (113). — С. 64–79. URL:https://neft-gas.kz/f/esh_sejthaziev_et_tasemenov.pdf

8. Сейтхазиев, Е.Ш. Генетическая типизация нефти карбонатного происхождения на месторождениях южной части прикаспийской впадины // SOCAR Proceedings. — 2019. — № 3. — Р. 040–060. DOI: 10.5510/OGP20190300397

9. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Пангереева, Ш.С., Каирбеков, С.Б. Геохимические особенности нефти месторождения Каражанбас // Нефть и газ. — 2019. — № 3 (111). — С. 34–46 (а также материал международного форума «5th KDR Well Engineering Forum», Астана, 12 сентября 2019 г.). URL:https://neft-gas.kz/f/esh_sejthaziev_nd_sarsenbekov_1.pdf

10. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Рахымберди, Р., Каирбеков, С.Б. Геохимические исследования — путь к пониманию особенностей нефтяного месторождения // Нефть и газ. — 2019. — № 3 (111). — С. 21–33. URL:https://neft-gas.kz/f/esh_sejthaziev_nd_sarsenbekov.pdf

11. Сейтхазиев, Е.Ш., Елтай, Г.Г., Пангереева, Ш.С., Сарсенбеков, Н.Д. Количественное распределение нефти совместно добывающих скважин на месторождении Узень с использованием геохимических исследований // Нефть и газ. — 2019. — № 4 (112). — С. 87–100. URL:https://neft-gas.kz/f/esh_sejthaziev_gg_eltaj.pdf

12. Сейтхазиев, Е.Ш. Комплексное геохимическое изучение образцов шлама и керна надсолевых отложений южной части прикаспийской впадины и корреляция «нефть-нефтематринская порода» // SOCAR Proceedings. — 2020. — № 2. — Р. 30–49. DOI: 10.5510/OGP20200200431

13. Сейтхазиев, Е.Ш. Геохимические исследования как способ идентификации типов природных газовых и газосодержащих проявлений // Отклики и рекомендации ученых. — 2020. — № 2 (116). — С. 58–61.

14. Сейтхазиев, Е.Ш., Утеев, Р.Н., Сарсенбеков, Н.Д., Тасеменов, Е.Т., Досмухамбетов, А.К. Геохимический атлас по «фингерпринтингу» нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. — Нур-Султан, 2020. — № 3. — С. 61–70. DOI: 10.54859/kjogi95657

15. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д. Интерпретация результатов геохимических исследований нефти и воды на примере одного месторождения (Республика Казахстан) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — Санкт-Петербург, 2020. — № 3. — С. 1–25. DOI: 10.17353/2070-5379/29_2020

16. Сейтхазиев, Е.Ш., Утеев, Р.Н., Мустафаев, М.К., Лю, Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Досмухамбетов, А.К. Применение биомаркеров и фингерпринтинга нефти для расшифровки генетической принадлежности нефти и прогнозирования пути миграции нефти месторождений Нуралы // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. — 2021. — С. 61–76. DOI: 10.54859/kjogi89490

17. Сейтхазиев, Е.Ш. Геохимические исследования газа нефтегазовых месторождений южной части прикаспийской впадины и их корреляция с результатами геохимии нефти // SOCAR Proceedings. — 2021. — № 4. — Р. 43–51.

DOI: 10.5510/OGP20210400612

18. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Утеев, Р.Н. Перспективы развития метода «Фингерпринтинга нефти» для изучения месторождений нефти и газа // Материалы круглого стола «АтырауГео». — 2021.

19. Сейтхазиев, Е.Ш., Утеев, Р.Н., Мустафаев, М.К., Лю, Ш., Сарсенбеков, Н.Д., Досмухамбетов, А.К. Фингерпринтинг и биомаркерный анализ нефти Акшабулакской группы для определения типов нефтей // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. — Нур-Султан, 2021. — № 4. — С. 97–108..

DOI: 10.54859/kjogi99712

20. Сейтхазиев, Е.Ш., Ибагаров, М.К. Комплексные геохимические исследования газоконденсата, газа и кернa газоконденсатных месторождений Мойнкумского прогиба (Республика Казахстан) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — Санкт-Петербург, 2022. — № 4. DOI: 10.17353/2070-5379/41_2022

21. Сейтхазиев, Е.Ш. Геохимические исследования нефти и кернa нефтегазовых месторождений Южно-Мангышлакского бассейна // SOCAR Proceedings. — 2022. — № 4. DOI: 10.5510/OGP20220400786

22. Сейтхазиев, Е.Ш. Способ определения состава горючих смесей углеводородов на многомерном газовом хроматографе: патент на изобретение № 7172 от 03.06.2022 г. / РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности» Министерства юстиции Республики Казахстан.

23. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д. Применение «фингерпринтинга нефти» для оценки эффективности скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией и корреляции подсчетных объектов // Сборник научных трудов ТОО «КМГ инжиниринг 2021». — 2021.

24. Сейтхазиев, Е.Ш. Выделение генетических типов нефти месторождений Актас, Тасбулат и Туркменой и распределение добычи совместно-добывающей скважины по геохимии нефти // Сборник научных трудов ТОО «КМГ инжиниринг 2023» (Международный научно-практический семинар «Современные направления развития геохимии», 16 ноября 2023 г., г. Атырау, Казахстан). — 2023.

25. Сейтхазиев, Е.Ш., Джарасова, Т.С., Досмухамбетов, А.К., Кусайнов, А., Фогтлендер, Г., Дружинин, И.В. Геохимический атлас нефти и газоконденсатов северной части прикаспийского бассейна и его применение для прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений // Материалы международной научно-практической геологической конференции «Атырау Гео-2026». — КОНГ, 2026. — С. 385–404.

26. Сейтхазиев, Е.Ш., Сарсенбеков, Н.Д. Геохимический атлас нефти Южно-Тургайского бассейна и его применение для прогноза перспективных участков // Материалы конференции «Эволюция геологоразведки в РК: инновации и перспективы». — Шымкент, Казахстан, 21–23 мая 2026 года. — Т. 1. — С. 124–134.

27. Сейтхазиев, Е.Ш., Джарасова, Т.С., Алдебек, А.Е., Ыхласов, Н.К., Рахымберди, Р. Комплексная интерпретация геохимических, физико-химических исследований и PVT-параметров для верификации фазовой зональности залежей (на примере месторождения Восточный Урихтау) // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. — 2026. — Том 8, № 2. — С. 74–92 (материал международной научно-практической конференции «Geoscience & Exploration Central Asia: Геология, Ресурсы и Будущее Евразии»).

DOI: 10.54859/kjogi108969.

28. Seitkhaziyev, Y. Use of GC-MS-MS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GC-MS methodology // Магистерская диссертация. — Великобритания, 2012.

29. Seitkhaziyev, Y.Sh., Sarsenbekov, N.D., Mukhametrakhimov, Sh.K. Special features of secondary migration of hydrocarbons of the southern part of the Caspian depression based on geochemical analysis of oils // 29th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2019). — Gothenburg, Sweden, 2019. DOI: 10.3997/2214-4609.201902730

30. Seitkhaziyev, Y., Eltay, G.G. Quantitative Allocation of commingled production of crude oils from wells in Uzen field using geochemical analysis // Нефть и газ. — 2019. — № 4 (112). — P. 1562–2932.

31. Seitkhaziyev, Y.Sh., Uteyev, R.N., Sarsenbekov, N.D., Tassemenov, Y.R. Integrating biomarker analysis with carbon stable isotope signatures for genetic classification and tracing possible migration pathways of hydrocarbon of Pre-Caspian Basin // SPE Annual Caspian Technical Conference. — Nur-Sultan, 2020. — P. 1–28. DOI: 10.2118/202514-ms

32. Seitkhaziyev, Y.Sh., Uteyev, R.N., Sarsenbekov, N.D. Application of Biomarkers and Oil Fingerprinting for Genetic Classification of Oil and Prediction of Petroleum Migration Pathways of Aryskum Downfold of South-Torgay Depression // SPE Annual Caspian Technical Conference. — 2021. DOI: 10.2118/207037-ms

33. Seitkhaziyev, Y.Sh., Sarsenbekov, N.D., Uteyev, R.N. Geochemical atlas of oils and source rocks and oil-source rock correlations: a case study of oil and gas fields in the Mangyshlak basin (Kazakhstan) // Annual Caspian Technical Conference (SPE-2022). — Astana, 2022. <https://doi.org/10.2118/212078-MS>

34. Seitkhaziyev, Y.Sh. Integrated geochemical investigation of condensate, gas and core of gas condensate fields in the Moynkum sag // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук (материалы международной конференции «Актуальные вопросы прироста ресурсов и запасов углеводородного сырья», 17–20 мая 2022 года, КазНТУ им. К.И. Сатпаева). — Алматы, 2023. DOI: 10.32014/2023.2518-170X.312

35. Seitkhaziyev, Y.Sh., Sarsenbekov, N.D., Uteyev, R.N. Application of oil fingerprinting and biomarker analysis for reservoir compartmentalization studies and genetic typing of oils from North Ustuyrt oil and gas region // SPE Annual Caspian Technical Conference (SPE-217633-MS). — 2023. DOI: 10.2118/217633-MS

36. Madisheva, R.K., Portnov, V.S., Amangeldiyeva, G.B., Demeuova, A.B., Azhgaliev, D.K., Seitkhaziyev, Y.Sh. Geochemical prerequisites for the formation of oil and gas accumulation zones in the South Turgay basin, Kazakhstan // Acta Geochemica. — 2023. DOI: 10.1007/S11631-023-00660-4

37. Seitkhaziyev, Y.Sh., Jarassova, T. Application of oil fingerprinting and biomarker analysis to study fluid connectivity and reservoir isolation and genetic typing of oil obtained from the Eastern Caspian Basin // SPE Caspian Technical Conference and Exhibition. — Atyrau, Kazakhstan, November 2024. DOI: 10.2118/223407-MS

38. Madisheva, R.K., Ozdoev, S.M., Demeuova, A.B., Amangeldiyeva, G.B., Seitkhaziyev, Y.Sh. Thermal maturity of

organic matter and type of kerogen of Mesozoic sediments, Arysium depression // Комплексное Использование Минерального Сырья. — 2024. — № 3 (330). — P. 61–67. DOI: 10.31643/2024/6445.29

39. Seitkhaziyev, Y.Sh., Daumsharov, A. Identification of oil families in horizons XIII–XV of Uzen and Karamandybas fields by oil fingerprinting analysis // ANAS Transactions. Earth Sciences. — 2024. — № 2. — P. 141–149. DOI: 10.33677/ggians20240200132

40. Demeuova, A., Amangeldiyeva, G., Madisheva, R., Seitkhaziyev, Y., Azhgaliyev, D., Latipova, A., Akhmetov, D., Imanbayeva, S. Hydrocarbon Generation Potential of Mesozoic Petroleum System in Nuraly Deposit (South Torgay Basin, Kazakhstan) // Iraqi Geological Journal. — 2025. — Vol. 58, no. 2A. — P. 153–164. DOI: 10.46717/igj.2025.58.2a.10

41. Seitkhaziyev, Y.Sh., Jobe, Z., Pronin, N. Geochemical characterization and mineral composition of Devonian and Mississippian carbonates, Sacramento mountains, New Mexico // Материалы 75th Annual Meeting of the GSA Rocky Mountain Section. — 2025. DOI: 10.1130/abs/2025rm-409755

Личный вклад соискателя:

Работы [8,12,13, 17, 21, 22, 24, 28] выполнены самостоятельно (без соавторов);

[1-7,9-11,14-16, 18-20, 23,25-27,29-41] участие в постановке задачи, проведении исследований, интерпретации полученных данных и обобщении результатов.



Защита диссертации состоится 20 октября 2026 года в 11:00 на заседании Диссертационного совета FD 2.03, действующего на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Адрес: AZ1010, г. Баку, проспект Азадлыг, 34.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

Автореферат разослан по соответствующим адресам
“ 18 ” сентября 2026 года.

Подписано в печать: 16.09.2026

Формат бумаги: А5

Объём: 38025

Тираж: 70