

АННОТАЦИЯ

диссертации на соискание ученой степени доктора философии (PhD)
6D070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Мадишева Рима Копбосынкызы

Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арыскупского прогиба

Актуальность работы. Южно-Торгайский осадочный бассейн согласно «Карте перспектив нефтегазоносности Казахстана» (2002 г.) относится к Восточному нефтегазогеологическому региону и является одним из важных нефтегазодобывающих районов Республики Казахстан. В Арыскупском прогибе. Нефтегазоносность Арыскупского прогиба связана с литолого-стратиграфическими комплексами юрско-меловых отложений, девонско-нижнекаменноугольными образованиями квазиплатформенного комплекса и дезинтегрированными выступами фундамента. Предполагается наличие определенного потенциала нефтегазоносности домезозойских образований, в связи с нефтегазопроявлениями, вплоть до промышленных притоков нефти при их испытании. За более чем 30 лет проведено огромное количество ГРП, в результате которых выявлены более 35 месторождений нефти и газа, большинство из которых на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой степенью выработки запасов. Одним из важных направлений поисково-разведочных работ является выявление новых залежей в отложениях доюрского комплекса. Известно, что эффективность поиска и открытия новых месторождений часто связано с проблемой определения источника и природы нефти.

Поэтому актуальность работы, направленной на изучение нефтегазоносного доюрского комплекса, как одного из перспективных объектов восполнения минерально-сырьевой базы, увеличения экономического потенциала страны, очевидна.

Выявление вероятных нефтепроизводящих пород является одной из первоначальных задач системного подхода в поиске новых залежей нефти и газа, поэтому данная работа является актуальной, в свете использования полученных данных, для разработки методик поиска перспективных объектов в доюрских отложениях Арыскупского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

Известно, что промышленные скопления углеводородов, главным образом, встречаются в верхней, осадочной оболочке земной коры преимущественно в песках, песчаниках, известняках и доломитах, поскольку эти породы отличаются повышенной пористостью и представляют естественные вместилища жидких и газообразных углеводородов.

Тем не менее, такие скопления нередко обнаруживают и в трещиноватых кристаллических породах – вулканических, интрузивно-магматических и метаморфических, а запасы углеводородного сырья в кристаллическом фундаменте, учитывая его огромную площадь и толщину, могут превышать известные запасы осадочного чехла.

Возможные пути формирования залежей в кристаллическом фундаменте с позиций осадочно-миграционного происхождения нефти включают: 1) миграцию углеводородных флюидов из окружающих осадочных пород в трещины магматического тела после его остывания; 2) термальную деструкцию рассеянного органического вещества (РОВ) при контакте с магмой, перемещение углеводородов в виде газовой фазы или гидротермальных растворов и последующую конденсацию флюидов в относительно более холодных участках породы; 3) конденсацию органического вещества внутри захваченных магмой ксенолитов и сопутствующих газовых пузырей, превращающихся в крупные миндалины-агрегаты.

В первом случае нефть будет иметь традиционный состав, отражающий условия формирования осадочных пород, прилегающих к выступам кристаллического фундамента. Состав нефти в залежах, сформированных по второму и третьему вариантам, предполагающим значительное термическое воздействие на органическое вещество, может существенно отличаться от нефтей осадочной толщи.

Ярким представителем скопления нефти в породах коры выветривания является Арыкумский прогиб Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Исследование состава нефтей, залегающих в мезозойском осадочном чехле и примыкающем к нему домезозойских отложений, позволит уточнить их генезис, определить отличительные характеристики, расширить представления о геохимической эволюции органического вещества (ОВ), а в последствии, возможно и разработать новые геохимические критерии поиска и разведки нефтяных месторождений Южно-Торгайского НГБ в отложениях доюрского комплекса. Все это определяет необходимость и актуальность исследования.

Цель и задачи работы.

Целью является выявление источников нефти домезозойского комплекса и реконструкция геодинамических условий формирования нефтематеринских отложений Арыкумского прогиба.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Изучение и обобщение материалов по геологическому строению и нефтегазоносности палеозойских отложений Арыкумского прогиба;
2. Исследование индивидуального состава биомаркеров, а также изучение изотопного состава углерода нефтей мезозойских и домезозойских залежей Арыкумского прогиба современными хроматографическими и масс-спектрометрическими методами;

3. Проведение сравнительного анализа изотопного состава углерода нефтей и состава углеводородных биомаркеров нефтей, залегающих в доюрских отложениях месторождений Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ;

4. Геолого-геохимическая интерпретация результатов исследований мезозойских и домезозойских нефтей для определения типов исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, катагенетической зрелости для выделения потенциальных нефтематеринских пород (НМП) Арыкумского прогиба.

Научная новизна.

1. Впервые в нефтях Арыкумского прогиба определены индивидуальный состав и относительное содержание алканов, n-алкилбензолов, нафталинов, фенантронов, пентациклических тритерпанов и стеранов, рассчитаны геохимические параметры, отражающие особенности условий формирования нефтематеринских отложений;

2. Изучен изотопный состав углерода нефтей осадочного чехла мезозойского возраста и коры выветривания домезозойских отложений ЮТ НГБ для решения генетических задач образования нефтей Арыкумского прогиба;

3. Установлен наиболее вероятный источник УВ в отложениях доюрского комплекса – органическое вещество мезозойских отложений Арыкумского прогиба, полученные на основании геолого-геохимической интерпретации состава углеводородных биомаркеров и данных изотопного состава углерода и данных изотопного состава углерода нефтей;

4. Установлены типы исходного ОВ, фациальные условия его накопления для Акшабулакской грабен-синклинали (сапропелевый), Аксайской горст-антиклинали (сапропелево-гумусовый), Бозингенской грабен-синклинали (гумусово-сапропелевый) на основе индивидуального состава биомаркеров, а также изотопного состава углерода нефтей мезозойского и доюрского комплексов.

В работе защищаются следующие основные положения:

1. Нефтематеринские породы Арыкумского прогиба формировались в различных обстановках диагенеза: в более глубокой части моря и менее окислительных условиях в пределах Акшабулакской грабен-синклинали и Ащисайской горст-антиклинали; в условиях засоленной лагуны в пределах Аксайской горст-антиклинали; в опресненной дельтовой зоне в пределах Бозингенской грабен-синклинали;

2. Нефти мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдельных структур имеют единый генезис – K_1nc_1 и PR (из нижнего мела и протерозоя) Акшабулакской грабен-синклинали, а также K_1nc_1 и Pz (из нижнего мела и палеозоя) Аксайской горст-антиклинали;

3. Наиболее вероятными путями миграции из примыкающих осадочных отложений мезозойского возраста Акшабулакской грабен – синклинали являются секущие разломы в домезозойские трещиноватые коллектора

Ащисайской горст – антиклинали, позволяющие обоснованно оценить запасы нефти доюрских отложений.

Практическая значимость работы. Выявление вероятных нефтепроизводящих пород является одной из первоначальных задач системного подхода в поиске новых залежей нефти и газа, поэтому данная работа является актуальной в свете использования полученных результатов для разработки методик поиска перспективных объектов в доюрских отложениях Арыскупского прогиба Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна.

Разработанная методика изучения биомаркеров позволяют проводить более точные корреляции нефть – нефть, а полученные свидетельства генерации нефтей отложениями мезозойского комплекса – обоснованно оценить запасы нефти домезозойских отложений месторождений Арыскупского прогиба.

Результаты исследования могут быть использованы при проведении занятий магистрантов и докторантов специальностей «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» и «Геофизические методы поисков и разведки» по дисциплинам, связанными с изучением нефтегазоносных провинций Казахстана.

Апробация работы. Основные результаты исследований докладывались на XXIII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина (Томск, 2019).

Публикации. По теме работы опубликовано 9 работ, в том числе 2 статьи в журналах, входящих в базу данных Scopus, 3 статьи в Казахстанских журналах, включенных в список ККСОН, 4 доклада в трудах международных конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 глав, выводов, списка использованных источников из 110 наименований. Полный объем диссертации составляет 99 страницы, включая 35 рисунков и 11 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность за помощь в проведении исследований и полезные консультации заведующей лабораторией природных превращений нефти ИХН СО РАН д-ру хим. наук, профессору Серебренниковой О.В., мл. науч. сотр., канд. г-м. наук Краснояровой Н.А., ведущего научного сотрудника Томского филиала Акционерного общества «Сибирский Научно-Исследовательский Институт Геологии, Геофизики и Минерального Сырья», Гольшеву С.И., канд. хим. наук, заведующей лабораторией Томского филиала Акционерного общества «Сибирский Научно-Исследовательский Институт Геологии, Геофизики и Минерального Сырья», Падалко Н.Л. Автор выражает благодарность за ценные советы и помощь в исследовании проф., док. техн. наук Портнову В.С., проф., док. геол.-мин. наук Исаеву В.И., академику НАН РК, проф., док. геол.-мин. наук Оздоеву С.М., а также преподавателям и сотрудникам кафедры «Геология, поиски и разведка МПИ» КарГТУ за оказанную помощь и поддержку.

Методами газо-жидкостной и хромато-масс-спектрометрии выявлены черты сходства и различия между составом УВ нефтей, залегающих в доюрских

отложениях фундамента Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ, определены особенности фациальных условий накопления нефтематеринского вещества на территории Арыкумского прогиба.

Объектами исследования послужили три образца из осадочных отложений мезозоя (юра, мел) и два образца из доюрского комплекса месторождений Арыкумского прогиба.

Исследование УВ нефтей методом газовой хроматографии показало, что нефти фундамента и мезозоя имеют похожее распределение n-алканов. Подобное распределение может свидетельствовать о генетическом единстве нефтей из мезозоя и доюрского комплекса.

Величина отношения П/Ф, которая используется в качестве показателя обстановок диагенеза, свидетельствует о сходстве нефтей из отложений мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали (1.6 и 1.8), также практически идентична для нефтей из мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали (2.7 и 2.6) и несколько выше (3.1) в нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали. Это показывает, что исходное ОВ, продуцировавшее нефти Акшабулакской грабен-синклинали формировалось в субокислительных, Аксайской горст-антиклинали и Бозингенской грабен-синклинали – в окислительных условиях.

По составу нормальных и изопреноидных алканов были рассчитаны геохимические параметры (отношение пристана к n-C₁₇ и фитана к n-C₁₈), отражающие в определенной мере зрелость нефтей, показавшие, что все исследованные нефти мало отличаются по своей термической преобразованности и относятся к категории «зрелые».

Основным классом биогенных органических соединений в исследованных нефтях являются алканы. Их содержание среди идентифицированных соединений в нефтях Бозингенской и Акшабулакской грабен-синклинали составляет 92-94 % и возрастет в нефтях Аксайской горст-антиклинали до 98 %.

Состав одной из основных групп биомаркеров – стеранов, несмотря на их низкое содержание в нефтях Арыкумского прогиба, демонстрирует идентичность палеогеографических условий формирования исходного нефтематеринского вещества нефтей из меловых отложений, отлагавшихся, видимо в морских, возможно мелководных условиях, и нефтей из прилегающих к ним коллекторов фундамента.

Исходное ОВ нефти, залегающей в отложениях нижней юры Бозингенской грабен-синклинали, на востоке исследованной территории, накапливалось, видимо, вблизи дельты, что согласуется с повышенным в этой нефти значением отношения П/Ф, свидетельствующем о более высоком окислительно-восстановительном потенциале в бассейне седиментации.

Нефти из мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, наряду с пониженной величиной П/Ф, отличаются от залегающих западнее более низким содержанием в составе стеранов перегруппированных структур диастеранов. Это может быть следствием возрастания содержания карбонатов и снижения доли обломочного материала в отложениях, генерировавших нефти на этом

участке по сравнению с расположенной западнее областью Аксайской горст-антиклинали, а утяжеление в этом направлении изотопного состава углерода свидетельствует, в соответствии с, о преимущественно сапропелевом исходном ОВ акшабулакских нефтей и возрастании в нем доли гумусовой составляющей на западе исследованной территории и в пределах Бозингенской грабен-синклинали.

Основным классом среди насыщенных циклических биомаркеров в исследованных нефтях являются пентациклические тритерпаны. Они представлены C_{27} (Ts и Tm), C_{29} и C_{30} гопанами, S и R эписомерами гомогопанов C_{31-35} и гаммацераном. Состав пентациклических тритерпанов для всех нефтей идентичен, но в их распределении фиксируются незначительные отличия. Так, на фоне преобладающего в их составе C_{30} гопана, в разных нефтях незначительно варьирует доля норгопана (C_{29}), высокое содержание которого отвечает богатой карбонатами нефтематеринской породе.

Для нефтей, залегающих в пределах Аксайской горст-антиклинали зафиксировано повышенное относительное содержание гаммацерана (гаммацерановый индекс - G/H_{30} составляет 0.13-0.16), что указывает в соответствии с на более высокую соленость участка бассейна, в котором происходило накопление их исходного ОВ. Минимальным значением G/H_{30} и одновременно максимальным значением П/Ф отличается нефть из нижней юры, что свидетельствует о накоплении ее исходного нефтематеринского вещества в условиях опресненного водоема.

Хейлантаны присутствуют во всех исследованных нефтях в следовых количествах, показывая низкий вклад водорослевого материала в исходное нефтематеринское вещество по сравнению с содержащими гопановые структуры прокариотическими организмами. Во всех нефтях зафиксировано наличие C_{24} тетрациклического терпана в большем количестве, чем трициклические хейлантаны.

Полученные данные свидетельствуют о том, что нефтепродуцировавшая толща, по всей вероятности, мелового возраста, в пределах Акшабулакской грабен-синклинали накапливалась в более глубокой части моря, чем одновозрастные осадки Аксайской горст-антиклинали, отлагавшиеся, видимо в лагунных условиях, а нижнеюрские осадки Бозингенской грабен-синклинали – в опресненной дельтовой зоне.

В составе ароматических УВ всех исследованных нефтей преобладают бициклические нафталины, представленные преимущественно нафталином, монометил- (МН), диметил- (ДМН) и триметилзамещенными (ТМН) нафталинами.

Наряду с ними, зафиксировано наличие этил- и метил, пропил- замещенных нафталинов. Распределение содержания изомеров внутри ДМН и ТМН для всех нефтей, независимо от возраста вмещающих отложений, практически идентично. В то же время, нефти из меловых отложений и палеозоя Аксайской горст-антиклинали отличаются от остальных повышенной долей в составе

нафталинов монометилзамещенных соединений, а среди них – значительным преобладанием 2-метилнафталина над его изомером (1-метилнафталином).

Это свидетельствует о меньшей степени термической преобразованности ОВ, продуцировавшего нефти Аксайской горст-антиклинали. В нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали заметно выше относительное содержание нафталина с пропильным заместителем (2-метил,1-пропил-нафталина), источник которого пока не определен, но повышенное содержание этого соединения может быть обусловлено спецификой условий накопления ОВ в осадках нижней юры.

Все исследованные нефти характеризуются низким содержанием моноциклических ароматических УВ (алкилбензолов). Их состав для всех нефтей идентичен. Они представлены набором гомологов C_{10} - C_{34} преимущественно с одним алкильным заместителем, среди которых преобладают C_{12} - C_{14} .

В индивидуальном составе фенантронов во всех нефтях доминирует незамещенный фенантрен, среди метилфенантронов – 9-метилфенантрен, преобладание которого указывает на морские условия накопления исходного органического материала.

Содержание фенантронов - трициклических ароматических УВ в нефтях Арыкумского прогиба выше, чем алкилбензолов, но ниже, чем нафталинов. Отношение содержания нафталинов к фенантрамам повышено в нефтях на западе исследованной территории в отложениях мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали (4.0-4.4) по сравнению с нефтями из юры, мела и протерозоя Акшабулакской и Бозингенской грабен-синклиналей (2.4-2.6), указывая на особенность состава исходного нефтематеринского вещества и, как следствие, нефтей западного участка.

Особенностью состава фенантронов нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали является повышенная доля 1,2,6-триметилфенантрена, происхождение которого связывают с наземным источником.

Для решения генетических задач и выяснения особенностей формирования нефтяных месторождений Арыкумского прогиба нами впервые был измерен изотопный состав углерода 14 проб нефтей, любезно предоставленных геологами данных месторождений.

Для проведения сравнительного анализа были отобраны пробы нефтей из мезозойских, палеозойских отложений, а также из зоны контакта палеозоя с мезозойским осадочным чехлом.

Большинство нефтей Арыкумского прогиба парафинистые (содержание парафина до 15% и более), малосернистые.

Месторождения, откуда были отобраны пробы, по территориальной приуроченности можно разделить на 4 группы:

Бозингенская группа месторождений Сарыбулак, Кайнар, Сорколь, расположена в южной части Бозингенской грабен-синклинали, продуктивными в данных месторождениях является средне-нижнеюрские отложения карагансайской и дощанской свит (3 пробы).

Ащисайская группа месторождений Ащисай и Арыское находятся на Ащисайской горст-антиклинали. Образцы в количестве 2х проб, были отобраны из протерозоя PR и юрского горизонта J-0.

Аксайская группа месторождений Аксайской горст-антиклинали включает в себя месторождения Кенлык, Карабулак, Юго-Западный Карабулак, откуда были отобраны 7 проб из осадочного чехла (арыкумский горизонт нижнего мела) и из доюрских образований (PZ).

Акшабулакская группа – отобраны 2 пробы из отложений нижнего мела (арыкумский горизонт) и доюрского комплекса (PZ) на месторождений Акшабулак, который расположен на Акшабулакской грабен-синклинали.

Вариации изотопного состава углерода колеблется в пределах $\delta^{13}\text{C}$: от -27,6 ‰ до : -30,7‰.

Нефти Акшабулакской и Ащисайской групп являются наиболее изотопно легкими, с интервалом значений $\delta^{13}\text{C}$: -29,4‰ и -29,1‰ (отложения протерозоя) и $\delta^{13}\text{C}$: - 30,7‰ и -30,3 ‰ (отложения мела и верхней юры). По изотопным данным нефти мелового и юрского возраста могут быть генетически связаны с ОВ (органическим веществом) сапропелевого типа (кероген (I, II типа) собственно одновозрастных отложений Акшабулакской синклинали. Нефти, залегающие в отложениях протерозоя, представляют свою генетическую группу.

Бозингенская группа нефтей имеет узкий диапазон вариаций изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$: -28,0 ÷ -28,9‰, возможно они образованы из ОВ смешанного типа (гумусово- сапропелевого) юрских отложений Бозингенской грабен- синклинали.

Вариации изотопного состава нефтей в пределах выделенных генетических групп могут быть вызваны различиями компонентного состава, образованного в процессах формирования нефтяных залежей. Дополнительное уточнение генезиса может быть проведено при сопоставлении компонентного и изотопного состава нефтей.

Выводы:

Одним из важных направлений поисково-разведочных работ является выявление новых залежей в отложениях доюрского комплекса. Эффективность поиска и открытия новых месторождений нефти и газа часто связана с проблемой определения вероятных нефтепроизводящих пород.

Проведенные исследования с использованием комплексных геохимических методов, позволило провести сравнительный анализ возможных генетических связей нефтей осадочного чехла мезозойского возраста и нефтей из домезозойских отложений коры выветривания кристаллического фундамента.

В результате проведенного исследования были решены следующие задачи:

- Изучены и обобщены материалы по геологическому строению и нефтегазонасности палеозойских отложений Арыкумского прогиба;
- Рассмотрена геодинамическая модель формирования Южно-Торгайского осадочного бассейна;

- Исследован индивидуальный состав нефтей мезозойских и домезозойских залежей современными хроматографическими и масс-спектрометрическими методами и сравнительное исследование состава н-алканов углеводородов нефтей, залегающих в доюрских отложениях месторождений Арыкумского прогиба и нефтей из перекрывающих их осадочных толщ в Институте химии нефти им. А.А. Трофимука (Сибирское отделение Российской Академии наук, г. Томск)

- Исследован изотопный состав углерода нефтей Арыкумского прогиба в Томском филиале «Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья»;

- Проведена геолого-геохимическая интерпретация данных индивидуального состава мезозойских и домезозойских нефтей. Проведен биомаркерный анализ для определения типов исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, катагенетической зрелости для реконструкции палеогеографических условий осадконакопления нефтематеринских пород Арыкумского прогиба;

В результате исследования было установлено, что:

1. Изотопно легкие нефти Акшабулакской и Ащисайской групп могут быть генетически связаны с ОВ сапропелевого типа (кероген I, II типа); нефти мезозойских отложений Аксайской группы могут быть образованы ОВ смешанного (сапропелево-гумусового) типа; нефти, залегающие в палеозойском фундаменте, возможно, формировались за счет подтока углеводородов из Арыкумской грабен-синклинали; Бозингенская группа нефтей, имеющая узкий диапазон вариаций изотопного состава углерода, возможно, образована из ОВ смешанного типа (гумусово-сапропелевого) юрских отложений Бозингенской грабен-синклинали.

2. Согласно геологическому разрезу прогиба Акшабулакский грабен и Ащисайский горст осложнены секущими разломами, которые могли служить миграционными каналами для углеводородов. Основываясь на данном факте можно предположить, что изотопно близкие значения углерода нефтей Ащисайской горст-антиклинали свидетельствуют об их генетической связи с нефтями Акшабулакского грабена и имеют один источник генерации из одного органического вещества.

3. Близкие значения геохимических параметров и одинаковый характер распределения н-алканов, стеранов, хейлантанов, пентациклических терпанов, алкилбензолов, нафталинов и фенантронов в нефтях из мезозойского и доюрского комплексов в пределах отдельных структур свидетельствует о генетическом единстве нефтей из нижнего мела и протерозоя Акшабулакской грабен-синклинали, а также генетическом единстве нефтей из нижнего мела и палеозоя Аксайской горст-антиклинали.

4. Нефти, залегающие в отложениях нижнего мела и протерозоя в пределах Акшабулакской грабен-синклинали, отличаются от остальных повышенным содержанием норгопана, указывающем на больший вклад карбонатов в генерировавшие их нефтематеринские породы. Для этих нефтей

характерны более низкие величины отношения пристана к фитану, свидетельствующие о формировании исходного органического вещества в менее окислительных условиях, чем на территории Аксайской горст-антиклинали, нефти которой, залегающие в нижнем мелу и палеозое, характеризуются более высоким содержанием гаммацера и диастеранов, что указывает на повышенную соленость бассейна, представлявшего собой, видимо, засоленную лагуну, в которой отлагалась преимущественно глинистая нефтематеринская толща.

5. Особенности состава УВ нефти из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали являются отсутствие в ней хейлантанов и C24 тетрациклического терпана, а также низкая доля стеранов C27, указывающие на незначительный вклад водорослевого материала в исходное нефтематеринское вещество, повышенная доля в составе фенантронов 1,2,6-триметилфенантрена, происхождение которого связывают с наземным источником, максимальное значение отношения пристана к фитану, характеризующее окислительные условия в диагенезе, и очень низкое содержание гаммацера. По-видимому, нефть из нижней юры Бозингенской грабен-синклинали генерирована отложениями, сформированными в опресненной дельтовой зоне.