INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENTIFIC RESEARCHERS
ISSN: 3030-332X Impact factor: 9,493 Volume 17, issue 1, Aprel 2026
https://wordlyknowledge.uz/index.php/IJSR worldly knowledge
Index: google scholar, research gate, research bib, zenodo, open aire.
https://scholar.google.com/scholar?hl=ru&as_sdt=0%2C5&q=wosjournals.com&btnG
https://www.researchgate.net/profile/Worldly-Knowledge
https://journalseeker.researchbib.com/view/issn/3030-332X

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ МЕЗОЗОЙСКИХ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ БУХАРО-ХИВИНСКОЙ ТЕРРИТОРИИ)

Шоймуротов Т.Х.
Тогаев И.С.
Саидусманова М.Р.
Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» Министерства горно-добывающей промышленности и геологии Республики Узбекистан, Национальный университет Узбекистана, Институт повышения квалификации

Аннотация. В статье рассматриваются закономерности размещения и условия формирования скоплений природных битумов и высоковязких нефтей Средней Азии, а также дается их геохимическая характеристика, классификация и генетические типы. На основе анализа геохимических характеристик тяжелых природных битумов и высоковязких нефтей в пределах Ферганской, Афгано-Таджикской, Зарафшанской впадины и Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР) выделены четыре типа скоплений природных битумов и три группы высоковязких нефтей, которые отличаются друг от друга не только по площади распространения, но и по вещественному составу углеводородов.

Проблема изучения природных битумов и высоковязких нефтей в настоящее время приобретает высокую актуальность в связи с тем, что с каждым годом интенсивность отбора нефти и газа возрастает.

Ключевые слова: битум, нефть, углеводород, скопления, миграция, залежь, генезис, отложения, слои, горизонт, скважина, район, впадина, Средняя Азия, структура, площадь.

В настоящее время в мире прирост запасов нефти и газа обеспечиваается, в основном, за счет увеличения объемов поисков углеводородного (УВ) сырья путем активного внедрения результатов научных исследований в практику геологоразведочных работ. В связи с возросшими потребностями в различных сферах промышленности в природном газе и нефти для увеличения базы УВ-сырья приоритетной задачей нефтегазовой геологии стало изучение других источников данного сырья. Такими источниками являются: горючие сланцы, сланцевые газы, в еще большей мере битумосодержащие породы и тяжелые высоковязкие нефти [1-3].

Совершенствование технологий добычи ПБ и ВВН приобретает все большую актуальность, поскольку их запасы в мире уже превышают запасы обычной (легкой) нефти. По мере продолжающегося роста добычи легкой нефти доля тяжелой в структуре запасов УВ будет только возрастать. По данным IEA, Albertas TRA, S.Holdich/OFC Marketing, мировые нефтяные ресурсы оцениваются в 9-13 трлн. баррелей, из них 30 % – традиционные (легкие) нефти, 40 % – тяжелые и сверхтяжелые (высоковязкие), 30 % – природные битумы [3]. Очевидно, большие скопления битумов и тяжелых нефтей известны в США, а также Латинской Америке (Мексика, Перу, Эквадор), Африке (Ангола, Нигерия, Мадагаскар), Европе (Албания, Румыния, Италия, Россия), на Ближнем Востоке (Ирак, Кувейт, Турция, Иран, Сирия и др.), в Азии (Индия, Пакистан,

Индонезия, Казахстан и др.), причем во всех этих странах намечается ввести их в разработку.

В связи с этим изучение физико-химических свойств ПБ и ВВН приобретает все большую актуальность, особенно при геохимических оценках перспектив нефтегазоносности на различных этапах и стадиях поисково-разведочного процесса.

Классическое определение ПБ в научной литературе дано В.А. Успенским, О.А. Радченко и др. (1961): «Битумы – это нефть и вся совокупность родственных нефти веществ и ее пирогенных аналогов от метановых газов до высших антроксолитов, стоящих на грани свободного углерода». По генетическим признакам выделяются следующие виды битумных ассоциаций: пластовые залежи; жильные скопления битумов на путях миграции парафинистых нефтей, жильные скопления битумов на путях миграции густых смолистых мальт; скопления битумов, возникшие в результате преобразования излившейся на поверхность нефти; битумы естественных выходов и закирования пород [4].

Результаты исследования. В настоящее время в исследуемой территории также уделяется большое внимание освоению нетрадиционных источников УВ сырья. Запасы тяжелых нефтей, битумов и битумосодержащих пород на территории Средней Азии как известно, значительны, однако научно обоснованной оценки их ресурсов, как по отдельным регионам, так и в целом по территории пока нет. До последнего времени отсутствовала также и геологическая характеристика битумопроявлений в большинстве нефтегазоносных регионов исследуемой территории.

Природные битумы в пределах Средней Азии выявлены на участках, примыкающих к горному обрамлению Ферганской, Афгано-Таджикской и Зарафшанской межгорных впадин, а также северо-восточной части Амударьинской синеклизы (Бухарская ступень). В выявленных скоплениях ПБ обособляются их четыре типа, среди которых, как по количеству залежей, так и по их площади распространены поверхностные закирования пород (высачивание нефтей на поверхность), пластовые, жильные и скопления нерастворимых природных битумов (шунгиты, кириты, антроксолиты и т.д.).

В тектонически активных зонах в результате миграции нефтей к поверхности, денудации нефтеносных пластов и комплексного воздействия атмосферных факторов образуются скопления различных ПБ нефтяного ряда. В рассматриваемом регионе они выявлены на участках, примыкающих к горному обрамлению Ферганской, Афгано-Таджикской, Зарафшанской (Зирабулак-Зиаэтдинские горы) впадин и Бухарской ступени (структура Караиз).

Скопления битумов Ферганской впадины выявлены в бухарских (палеоцен), алайских, туркестанских (эоцен) и риштанских, сумсарских (олигацен) слоях палеогена. Это объясняется тем, что проявления битумов и их скопления в этих отложениях связаны с ранее существовавшими нефтяными залежами. Образование битумов здесь происходило в результате гипергенных процессов, чему способствовали сульфатность и карбонатность вмещающих пород.

Наиболее крупные скопления озокеритов были выявлены в зоне нефтяных месторождений Шорсу (Айритан-Шорсинская зона), Сельрохо (Каратау-Гузанская зона) и Майлисай (Карагундайская зона). Содержание пластового озокерита в породе колеблется в пределах 2-8 %, твердых УВ – в среднем 50-70 % (в 7-10 раз выше, чем в исходной нефти),смолистых веществ – от 2 до 27 %, жидких УВ – в среднем 30-50 %. По

механизму образования озокеритов спорными остаются причины выпадения парафина из нефти – в результате ее охлаждения при дегазации, близость к поверхностным условиям. На основе комплексной работы (на примере озокеритов Челекена и других участков Западной Туркмении) И.С.Старобинец показал, что жильные залежи этого горючего ископаемого образовались за счет трещин, соединивших залежь высокопарафинистой нефти с поверхностью, а также в результате естественного фонтанирования нефтегазовой смеси. Пластовые залежи формировались при проникновении парафинистой нефти в близкие к поверхности пласты, медленном её движении по этим пластам и постепенном охлаждении. В первом случае озокериты обычно содержат больше твердых УВ с более высокой температурой плавления. В них меньше смолистых веществ, что объясняется быстрым охлаждением парафиновой нефти, когда в первую очередь выпадают относительно высокомолекулярные алканы [2].

Судя по составу озокеритов и условиям их залегания изученные залежи, расположенные в Ферганской впадины образовались при комплексном воздействии вышеуказанных факторов. Залежи озокеритов на различных уровнях геологического разреза имеют единый источник, о чем свидетельствует близость изотопного состава углерода отдельных его групповых компонентов как в одной залежи, так и находящихся на различных уровнях. В качестве примера приводится изотопный состав углерода (δ^{13} C %) различных компонентов нефтей и мальт верхней и нижней частей разреза месторождения Шорсу и Сев.Ришстан.

Проведенные комплексные исследования с целью уточнения механизма преобразования указанных природных битумов в зоне активного водогазообмена показывают, что в ряду нефти–мальты–асфальты–асфальтиты не только снижается содержание углерода и возрастает количество кислорода (со скачком при переходе от мальт к асфальтам), но и увеличивается концентрация смолистых веществ, особенно асфальтенов. При этом своеобразно изменяется углеводородная часть: при снижении общего количества УВ в указанном ряду возрастает отношение метано-нафтеновых УВ к ароматическим, что можно объяснить преимущественным превращением в смолистые вещества (особенно в асфальтены) высокомолекулярных аренов. Эти проявления указывают на влияние процессов биодегидратации, так как бактерии в первую очередь используют для своего питания парафиновые УВ и моноциклические нафтены.

Среди ароматических УВ снижается содержание наиболее конденсированных соединений CH_2–14–CH_2–22, которые превращаются в смолистые вещества и асфальтены. Одновременно снижается доля менее конденсированных аренов CH_2–6–CH_2–12 на фракцию ароматических УВ. Асфальтены подвергаются дальнейшему окислению, что сопровождается ростом доли асфальтогеновых кислот [6]. В то же время генетическая общность нефтей и природных битумов, несмотря на резкие, скачкообразные изменения их состава, подтверждается как близостью изотопного состава УВ некоторых компонентов (парафино-нафтеновые и ароматические УВ, бензольные и спиртобензольные смолы) при их сравнении.

В пределах Афгано-Таджикской межгорной впадины пластовые скопления ПБ обнаружены, в основном в карбонатно-сульфатных отложениях бухарских и алайских слоев палеогена в около на 30 участках. Полученные данные показывают, что природные битумы, возникшие из тяжелых высокосернистых нефтей, вмещающих в карбонатно-сульфатных породах, формирование которых связано с палеогипергенными процессами, также обогащены серой (участки Шакарлык-Астана, Хаудаг, Корсаглы, Досманага и др.).

Большая часть высокосернистых (тяжелые и ВВН, мальты, асфальты и асфальтиты) и высококислородных природных битумов сформировалась главным образом на новейших этапах тектонического развития Таджикской депрессии. При этом, региональной предпосылкой латеральной миграции является повсеместное распространение коллекторов как в зоне длительного и устойчивого прогибания, так и в сопредельных с ними приподнятых зонах. Вертикальной же миграции благоприятствуют перерывы, поверхности несогласия в продуктивном разрезе и рассеченности его разломами.

В Зарафшанской впадине (Зирабулак-Зиаэтдинские горы) преимущественные скопления битумов выявлены в осадках, приуроченных к наиболее динамично мобильным участкам как на Бухарской ступени (Караиз), так и за ее пределами ближе к горному обрамлению Зирабулак-Зиаэтдинских гор (Куюмазар, Азкамар, Хазар, Акрабат и др.). На этих участках, претерпевших максимальные складко- и разрывообразования, при незначительной глубине залегания различных по составу покрышек в новейшее время происходило интенсивное дробление пород, сопровождавшееся возникновением в покрышках различных трещин. В результате происходило латеральное, а затем в пределах отдельных структур вертикальное перемещение жидких УВ с последующим излиянием на дневную поверхность.

Подземные воды, сопутствующие рассмотренным природным битумам, относятся к сульфатно-натриевому типу (по классификации В.А.Сулина). Наличие сульфатно-натриевых вод способствовало окислению нефтей в рассматриваемых районах (по обрамлению Зирабулак-Зиаэтдинских гор) в результате биологического восстановления сульфатов вод за счет бактериальной деятельности. Присутствующие в инфильтрационных водах бактерии осуществляли роль катализаторов [4-6].

Таким образом, появление скоплений битумов в VIII-XI горизонтах альба, сеномана, турона в своде Караизской структуры, а также крыльевых и периклинальных частях Зирабулак-Зиаэтдинских гор обусловлено многократным (многофазовым) поступлением жидких УВ в результате латеральной и вертикальной миграции из близлежащих, более погруженных участков. При этом, основными факторами, способствующими преобразованию тяжелых малоподвижных нефтей и природных битумов, были также гипергенные процессы (окисление и др.). Природные битумы, относящиеся, по классификации В.А.Успенского, к мальтам и асфальтам, пропитывают эти породы в виде цементирующей массы, нередко заполняют поры, пустоты, трещины и обволакивают зерна кварца.

Следовательно, по наличию битумов в керне пробуренных скважин, а также в монолитах из шурфов в пределах Зарафшанской впадины, включая структуру Караиз (Бухарская ступень) можно выделить семь перспективных битумных полей: Караиз, Майзак, Кермене, Сукайты I, Сукайты II, Чадыр и Западное.

Анализ новых геохимических данных с учетом сведений из литературных источников (А.К.Каримов, Х.Б.Авазматов, М.И.Кушнир, Н.М.Акрамова и др.) показывает, что в юрских отложениях Устюртской синеклизы независимо от литологии, возраста, глубины залегания и географического положения отмечаются многочисленные

микробитумопроявления. Битумы в верхне- и среднеюрских отложениях пл. Бердаха, Учсая, Урги, и Сургиля образуют черные смолистые налеты по плоскостям напластования, а также заполняют каверны и трещины, что является признаком их вторичного образования (И.М.Шахновский, 2003) [6].

В верхнеюрских серых песчаниках Вост.Бердаха и Учсая битумы относятся к асфальтенам и низшим киритам. В среднеюрских терригенных отложениях площади Ершабай (скв.1, инт 3249-3255 м) – к озокеритам, Сургиль (скв.3, инт. 2700-2706 м), Восточный (скв.10, инт. 2448-2445 м) и Северный Бердах (скв.1, инт. 3864-3867 м) – к низшим и высшим киритам и антраксолитам.

Тяжелые высоковязкие нефти в Средней Азии по условиям образования могут быть разделены на три типа: 1) гипергенно измененные в зоне активного водогазообмена; 2) палеогипергенно измененные; 3) глубинно-остаточные.

К первой группе относятся нефти естественных выходов и приповерхностных горизонтов Ферганского нефтегазоносного региона (Шорсу, Сев.Риштан, Сель-Рохо и др.). Длительное воздействие подвижных низкоминерализованных вод и аэробной микрофлоры и других атмосферных агентов в тектонически активных зонах, способствовало потере бензиновых фракций, смолообразованию, частичной депарафинизации, а также иным необратимым процессам преобразования УВ. Подобные нефти являются промежуточными в процессе образования природных битумов нефтяного ряда – мальт, асфальтов, асфальтитов, киритов [5].

В сохранении нефтяных залежей от эрозии и утечки нефти из пластов, на дневную

поверхность, большую роль сыграло запечатывание нефтяных пластов, в их повышенной части, асфальтово-смолистыми компонентами, а иногда – озокеритом, что характерно для залежей V и VI пластов палеогена на месторождениях Сельрохо, Шорсу, Сев. Риштан. На этих участках оказались развитыми озокеритовые залежи, а ниже по падению пластов сохранились нефтяные остаточные залежи, на которые, по-видимому процесс озокеритообразования не распространялся. Аналогичное озокеритовое запечатывание пласта существует и в V горизонте туркестанской свиты на месторождении Майлисай, где ниже по падению пласта сохранилась наибольшая по массе залежь тяжелой нефти. В других случаях (Чангирташ, Такабель, Чонгара) нефтяные залежи, находящиеся вблизи поверхности предбактрийской эрозии характеризуются наличием очень вязкой окисленной нефти и ее твердых компонентов, запечатывающих и предохраняющих залежи от эрозии и истощения. В этой свите даже, так называемые «открытые складки» с обнажением продуктивных пластов на дневную поверхность, представляют известный интерес при поисках остаточных залежей нефти.

Вторая группа ВВН распространена в районах Афгано-Таджикской впадины на площади Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Коштар, Джейранхана, Амударья Корсаглы, Досманага (Сурхандарьинская мегасинеклиналь), Кызылтумшук, Акбашадыр, Кичик-Бель, Шаамбары (Душанбинский и Вахшский прогибы), где в палеогеновых отложениях (I-VI и «L» горизонты) выявлены тяжелые низкобензиновые нефти с плотностью от 0,945-0,951 до 0,962-0,970 г/см^3. Нефти здесь высокосернистые (до 5 % общей серы), относительно обогащенные ароматическими УВ (в среднем 28 % на фракцию НК – 300 °С), газы – содержащие до 25 % азота, 15 % двуокиси углерода. Такие нефти, как правило, залегают в карбонатно-сульфатных отложениях и их образование объясняется влиянием неотектонических движений, происходящих в неоген-четвертичное время,

когда на уже сформировавшие залежи стали активно воздействовать агрессивные гидрокарбонатные и сульфатные воды, с последующим воздействием негативных факторов. Данные факторы стимулировали – вторичные гипергенные изменения (осернение, окисление, дегазация, испарение, биодегидратация и пр.). Наиболее тяжелые, высоковязкие (ρ_4^{20} – 0,987-0,992 г/см^3), высокосернистые (6,2-22,1 %), высокосмолистые (23,7-62,6 %) и асфальтеновые (20,3-22,1 %) нефти выявлены на месторождениях Джейранхана (I горизонт), Амударья и Корсаглы (II, III горизонты). Приблизительно такие же геохимические данные по нефтям месторождения Амударья были получены в нефтяной лаборатории ВНИГНИ (В.В.Ильинская, 1989). В некоторых пробах из II, III горизонтов плотность нефти достигает 1,006-1,027 г/см^3, содержание парафина – до 9,6 %. Эти данные свидетельствуют о том, что нефти претерпели существенные гипергенные изменения, которые привели к образованию мальты (полужидкие битумы).

Тяжелые нефти Афгано-Таджикской впадины по содержанию серы, асфальтово-смолистых компонентов и парафина отличаются от тяжелых нефтей неогена и палеогена Ферганской впадины. В первой – меньше парафина (1,0-9,7 %), сравнительно много – асфальтово-смолистых компонентов (2,1-83,8 %) и на порядок больше – серы (2,5-10,6 %). Во втором случае количество серы не превышает 0,6 % (среднее содержание серы по мировым стандартам – 0,7 %), асфальтово-смолистые компоненты содержатся в количестве 8,0-34,6 % и парафина 2,1-22,8 %. Для сравнения: нефти бухарских и алайских слоев из сопредельных территорий Душанбинского и Вахшского прогибов по наиболее важным показателям весьма близки к одновозрастным нефтям Сурхандарьинской мегасинклинали.

Третья группа ВВН обнаружена на больших глубинах в различных нефтегазоносных площадях БХНГР. В пределах Бухарской ступени ВВН приурочены к XII и XIII горизонтам нижнего мела (пл. Ташлы, Карактай, Карабаир), где плотность нефтей и их свойства изменяются от 0,911 до 0,934 г/см^3. В их составе содержится: 1,1-2,2 % – серы, 11,2-32,0 % – смол, асфальтенов и парафинов – 0,04-6,3 %. В пределах данного региона такие же тяжелые высокосернистые и высокосмолистые нефти обнаружены в естественном источнике Караиза, плотностью 0,950 г/см^3 [5].

В пределах Чарджоуской ступени тяжелые нефти (ρ_4^{20} – 0,905-0,933 г/см^3) распространены в Испанлы-Чандырском, Денгизкульском поднятиях, в Кушабском и Бешкентском прогибах XV надрифового горизонта. В нефтях содержания отдельных компонентов изменяются в широких пределах: количество серы – 0,6-9,7 %, смол – 2,4-21,4 %, асфальтенов – 0,5-6,3 % и парафинов – 0,6-9,7 %. Более тяжелые (ρ_4^{20} – 0,938-0,955 г/см^3) нефти выявлены в XV рифовом горизонте месторождения Уртабулак. Такие же тяжелые нефти с большим содержанием асфальтеново-смолистых веществ и н-алканов (C_{15}–C_{36}), часто подстилающие или оторачивающие газоконденсатные залежи отмечены и в сопредельных территориях Туркмении (месторождение Камышладжа и др.). Очевидно, наличие здесь высоких пластовых давлений способствовали ретроградному переходу значительной части жидких УВ (причем не только бензиново-керосиновых, но и масляных фракций) в газовый раствор, в связи с чем эта нефть может быть отнесена к глубоко переработанному остаточному типу (глубинно-остаточному).

В тектонически активных зонах, в результате миграции нефтей к поверхности, с последующей денудацией нефтеносных пластов и комплексного воздействия атмосферных факторов, образуются скопления различных по своим свойствам природных битумов нефтяного ряда.

ISSN: 3030-332X Impact factor: 9,493 Volume 17, issue 1, Aprel 2026
https://wordlyknowledge.uz/index.php/IJSR worldly knowledge
Index:* *google scholar, research gate, research bib, zenodo, open aire.
https://scholar.google.com/scholar?hl=ru&as_sdt=0%2C5&q=wosjournals.com&btnG
https://www.researchgate.net/profile/Worldly-Knowledge
https://journalseeker.researchbib.com/view/issn/3030-332X

Выводы. Особенности изменения различных компонентов нефтей при их преобразовании в природные битумы отражают дейст*вие* отдельных природных геохимических процессов: окисления (рост содержа*ния* общего кислорода и асфальтогеновых кислот); осмоления (снижение концентрации конденсированных аренов, сопровождающееся ростом содержания смолистых веществ); биодегидратации (снижение количества алканов и моноциклических нафтенов), что сопровождалось испарением, окислением, биодегидратацией и в целом большими потерями нефти при её преобразовании в природные битумы.

Список использованной литературы

1. Халимов Э.М., Юдин Г.Т. Освоение скоплений природных битумов – резерв увеличения нефтяных ресурсов. -М.: ВНИИОЭНГ, 1981.

2. Ходжаев Р.А. Особенности размещения природных битумов Ферганской впадины // Узбекский геологический журнал. №4. 1983.

3. Шоймуратов Т.Х. Высоковязкая нефть и природный битум – источник увеличения производства нефтепродуктов // Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент. (специальный выпуск). 2012. -С.73-81.

4. Шоймуратов Т.Х., Юсупов Ш.К. Технология разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов подземным способом. // Материалы Республиканской научной и научно-практической конференции «Актуальные проблемы геологического образования в Республике и перспективы развития наук о Земли». Ташкент. 2020. -С.245-249.