

О НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ОСАДОЧНОМ КОМПЛЕКСЕ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА



Х.Б. АБИЛХАСИМОВ,
главный редактор,
доктор геол.-мин. наук, академик
Академии минеральных ресурсов
Республики Казахстан,
khairy@mail.ru

ТОО «НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР «НЕФТЬ»
НАЦИОНАЛЬНОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ АКАДЕМИИ РК
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 80

Текущий уровень геолого-геофизической изученности осадочного комплекса Северного Устюрта недостаточно раскрывает его реальных перспектив нефтегазоносности из-за неравномерности покрытия геологоразведочными работами современного качественного уровня в пределах осадочного бассейна. Отсюда и слабая степень изученности сейсмическими методами высокого разрешения, бурением глубоких скважин, и, соответственно, анализов керна и нефтей геохимическими и литолого-фациальными методами.

В статье приводится анализ результатов бассейнового моделирования и развития углеводородных систем в пределах мезозой-кайнозойского осадочного комплекса, наиболее изученного бурением. По результатам моделирования наибольшая степень зрелости наблюдается в нижнеюрских и в прогнутых зонах триасовых нефтегазоматеринских породах Устюрт-Бозашинского бассейна, что является критическим фактором существования промышленных залежей УВ. Полученные результаты свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в нижнесреднеюрских и верхнетриасовых отложениях. Произведенные расчеты показали, что основным источником массы углеводородов для известных юрских месторождений бассейна являются среднеюрские отложения.

Данные о результатах новейших сейсморазведочных работ и бурения в отдельных нефтегазоносных и нефтегазоперспективных районах Северного Устюрта позволили получить сейсмообразы типов ловушек в палеогеновых и юрско-меловых отложениях осадочного комплекса.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Устюрт-Бозашинский осадочный бассейн, нефтегазообразование, нефтегазоматеринские породы, бассейновое моделирование, триасовые, нижнеюрские, среднеюрские, меловые и палеогеновые отложения, коллектор, углеводородный потенциал, оценка перспектив.

СОЛТҮСТІК ҮСТІРТ ШӨГІНДІ КЕШЕНІНДЕГІ МҰНАЙ-ГАЗДЫҢ ЖАҢА ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ ТУРАЛЫ

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ, бас редакторы, геол.- мин. ғылымдарының докторы, Қазақстан Республикасы Минералдық ресурстар академиясының академигі, khairly@mail.ru

ЖШС ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҰЛТТЫҚ ИНЖЕНЕРЛІК АКАДЕМИЯСЫНЫҢ
«МҰНАЙ» ҒЫЛЫМИ-ИНЖЕНЕРЛІК ОРТАЛЫҒЫ»
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., көш. Бөгенбай батыр, 80

Солтүстік Үстірт шөгінді кешенінің геологиялық-геофизикалық зерделенуінің ағымдағы деңгейі шөгінді бассейн шегінде қазіргі сапалы деңгейдегі геологиялық барлау жұмыстарымен біркелкі жабылмауына байланысты оның мұнай-газдың нақты перспективаларын жеткілікті түрде ашпайды. Сондықтан да жоғары дәлдікті сейсмикалық әдістермен, терең ұңғымаларды бұрғылаумен, тиісінше керн мен мұнайды геохимиялық және литолого-фациялық әдістермен зерттеу деңгейі төмен болып отыр.

Мақалада бұрғылау арқылы ең көп зерттелген мезозой-кайнозой шөгінді кешені шегінде бассейндік модельдеу нәтижелерін және көмірсутек жүйелерінің дамуын талдау келтірілген. Модельдеу нәтижелері бойынша жетілудің ең жоғары дәрежесі төменгі юра және триас мұнай-газ-аналық жыныстарының иілген аймақтарында Үстірт-Бозашы бассейнінде байқалады, бұл УВ өнеркәсіптік кен орындарының болуының маңызды факторы болып табылады. Алынған нәтижелер төменгі орта юра және жоғарғы триас шөгінділерінде генерация ошағының болуын көрсетеді. Жүргізілген есептеулер бассейндегі белгілі юра кен орындары үшін көмірсутектер массасының негізгі көзі орта юра шөгінділері екенін көрсетті.

Солтүстік Үстірттің жекелеген мұнай-газ және мұнай-газ перспективалы ауданда-рындағы соңғы сейсмикалық барлау жұмыстары мен бұрғылау нәтижелері туралы деректер шөгінді кешенінің палеоген және юра-бор шөгінділеріндегі тұзақ түрлерінің сейсмикалық құрылымдарын алуға мүмкіндік берді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Үстірт-Бозашы шөгінді бассейні, мұнай-газ түзілімдері, мұнай-газ аналық жыныстар, бассейндік модельдеу, триас, төменгі юра, орта юра, бор және палеоген шөгінділері, коллектор, көмірсутек әлеуеті, перспективаларды бағалау.

ON NEW PROSPECTS FOR OIL AND GAS CONTENT IN THE SEDIMENTARY COMPLEX OF NORTHERN USTYURT

H.B. ABILKHASIMOV, chief Editor, Doctor of Geological Min. Sciences, Academician of the Mineral Resources Academy of the Republic of Kazakhstan, khairly@mail.ru

SCIENTIFIC AND ENGINEERING CENTER "OIL" LLP
OF THE NATIONAL ENGINEERING ACADEMY OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, Bogenbai Batyr St., 80

The current level of geological and geophysical study of the sedimentary complex of Northern Ustyurt does not sufficiently reveal its real prospects for oil and gas content due to the uneven coverage of geological exploration work of a modern quality level within the sedimentary basin. Hence the weak degree of study by high-resolution seismic methods, drilling of deep wells, and, accordingly, core and oil analysis by geochemical and lithological-facial methods.

The article presents an analysis of basin modeling and development of hydrocarbon systems results within the Mesozoic-Cenozoic sedimentary complex, which has been studied most by drilling. According to the results of modeling, the highest degree of maturity is observed in the Lower Jurassic and in the depressed zones of the Triassic oil and gas source rocks of the Ustyurt-Bozashinsky basin, which is a critical factor in the existence of industrial hydrocarbon deposits. The results obtained indicate the presence of a generation center in the Lower-Middle Jurassic and Upper Triassic deposits. The calculations showed that the main source of hydrocarbon mass for the known Jurassic deposits of the basin are the Middle Jurassic deposits.

Data on the results of the latest seismic exploration and drilling in individual oil and gas content and oil and gas-promising areas of Northern Ustyurt made it possible to obtain seismic images of trap types in the Paleogene and Jurassic-Cretaceous deposits of the sedimentary complex.

KEYWORDS: Ustyurt-Bozashinsky sedimentary basin, oil and gas formations, oil and gas source rocks, basin modeling, Triassic, Lower Jurassic, Middle Jurassic, Cretaceous and Paleogene deposits, reservoir, hydrocarbon potential, assessment of prospects.

Введение. Тектоническое строение Северного Устюрта. Северный Устюрт представляет собой молодую пост-палеозойскую платформу, где мезозойские отложения со слабыми дислокациями платформенного типа залегают на сильно дислоцированном палеозойском основании [1-9]. По данным вышеперечисленных опубликованных источников, их авторы выделяют три основных осадочных структурно-формационных комплекса (рисунки 1), разделенных крупными региональными несогласиями, которые залегают на кристаллическом фундаменте:

1. Параплатформенный палеозойский. Нижнепалеозойский (каледонский) складчато-метаморфический комплекс, присутствие которого устанавливается по литологическому сходству вскрытых пород с раннепалеозойскими образованиями Урала (скв. Г-1, Кызылой), очевидно, тяготеет к восточной части площади в отличие от западной, где больше развит более молодой герцинский фундамент.

2. Переходный верхнепермско-нижнеюрский. Верхнепермская (в совокупности с нижнетриасовым разрезом) часть верхнепалеозойского комплекса занимает особое положение, выполняя прогнутые впадины, формировавшиеся на завершающих этапах герцинской коллизии. Как правило, эти отложения залегают по периферии герцинских массивов, например, молассовый верхнепермско-триасовый комплекс Уралид, выполняющий передовой прогиб. По характеру отложений и пространственному положению в периферических частях они во многом напоминают переходный комплекс, развитый в основании следующего ортоплатформенного.

3. Ортоплатформенный среднеюрский-палеогеновый, новый ортоплатформенный комплекс начинает формироваться со среднетриасового времени, и на начальной стадии вплоть до начала средней юры ему соответствовали отложения грабен-горстовой системы периода растяжения, который затем сменился шельфовым мелководно-морским бассейном поздней юры – палеогена.

4. Покровный неоген-четвертичный. Верхнеплиоцен-четвертичные отложения образуют покровный структурный этаж осадочного чехла.

Строение палеозойской секции разреза и ее роль в нефтегазовом комплексе региона изучены весьма слабо. Первые попытки освоения нефтегазоносности палеозойского основания здесь закончились безрезультатно. Так, в конце прошлого века Японской Национальной компанией на рассматриваемом участке была пробурена скважина 1 Арал С - 3, глубиной 4700 м для изучения двух частей разреза:

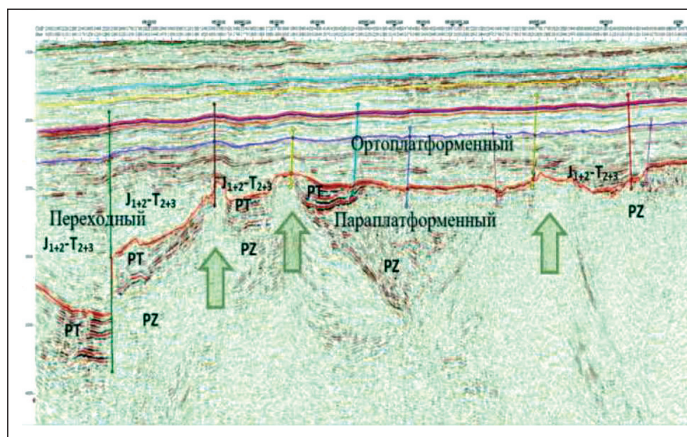


Рисунок 1 – Район Кул-Бас. Временной разрез, демонстрирующий предположительное положение инъективных тел в палеозое (зеленые стрелки). Датировка частей разреза условная, основанная на аналогиях с прилегающими районами Северного Устьюрта

средне-верхних каменноугольных детритовых карбонатов (аналог КТ-1) и верхне-пермско-нижнетриасовых аллювиальных песчаников. Обе толщи были скважиной вскрыты, и при пористости в них до 5% и 10% соответственно, никаких следов УВ не содержали. На этом основании перспективы палеозоя были оценены как маловероятные, и рекомендовалось сосредоточиться на вышележащих юрских образованиях.

Материалы и методы исследования. Несмотря на полученные отрицательные результаты, необходимо констатировать, что данный вопрос все еще остается слабоизученным. Единичные скважины, закладываемые исходя из обычных представлений – наличия замкнутого поднятия – могли вскрыть залежь УВ только случайно, поскольку имеющиеся данные показывают, что если и существуют условия для развития в палеозойском основании залежей УВ, то они достаточно сложные и требуют учета всего комплекса данных. Было бы ошибкой относиться к параплатформенному комплексу как к типично платформенному, хотя бы потому, что в нем, помимо блоковой взбросово-надвиговой тектоники с запрокинутым строением блоков, могут быть развиты инъективные тела дайкового типа, приуроченные к границам блоков.

Вскрытые отложения палеозоя в скважинах на основании их состава: углесто-серицитовые сланцы, филлиты, базальтовые порфириды, серпентиниты, зеленые метаморфические сланцы (Г-2 Аккулковская, Г-1 Сорбулак, Г-6 Жумагул, Г-1 Кызылой) к северу от Аккулковского вала, или к югу от него (Северо-Устьюртский континентальный блок): амфиболиты, метаморфические и кристаллические сланцы (Г-16 Бозойская) относят то к нижнему палеозою, то даже к рифею, как в последнем случае, когда предполагаются породы кадомской консолидации. Датировка пород условная и проведена по аналогии с породами, выходящими в обнажениях Урала.

Между тем обращают на себя внимание вскрытие на забоях глубоких скважин основные породы – базальтовые порфириды, серпентиниты, амфиболиты на фоне метаморфизованных осадочных образований. На этом основании можно принять эти тела за дайкоподобные интрузии основного состава, хотя они могут отражать

всего лишь зоны тектонического дробления на границах блоков в условиях сжатия, которые могли осложняться выжиманием деформированных блоков пород различного размера или вязких глинистых пород. Намеченные выше тела с точки зрения нефтегазоносности интересны с двух позиций – как вероятные барьеры, которые могли бы способствовать формированию ловушек с коллекторами трещинного типа и как зоны повышенной теплопроводности на всех этапах тектонической активизации. Такое сочетание позволяет выделять их в качестве весьма важных элементов УВ-системы, обладающих всеми ее составными частями от генерации за счет дополнительного прогрева прилегающих обогащенных ОВ пород, путей миграции с нижних частей толщ в верхние и до аккумуляции в сопровождающих ловушках.

В сейсмическом волновом поле палеозойский комплекс характеризуется отчётливой гетерогенностью как по вертикали, так и по латерали. На Аккулковском поднятии и южнее фундамент имеет более сложное строение. Предполагается, что в конце палеозоя в ходе столкновения тектонических плит в обстановке субмеридианального сжатия (позднегерцинский тектогенез) происходило надвигание с востока, в ходе которого сформировалась серия чешуйчатых надвигов. Вследствие этого блоки протерозойского кристаллического фундамента могут быть частично надвинуты на дислоцированные толщи верхнего девона – нижней перми. Южнее, на склоне Косбулакского прогиба, все осадочные комплексы залегают субсогласно и плавно погружаются к оси прогиба до времен T_0 около 4 сек в западной части полигона и около 3 сек в восточной части.

Интерес с точки зрения нефтегазоносности также могут представлять мульдообразные структуры в верхней части фундамента, выполненные акустически полупрозрачными отложениями субгоризонтального залегания с подошвенным налеганием на подошву (рисунки 2). О возрасте и составе этих образований можно только догадываться, по имеющейся информации они нигде не разбурены. Это могут быть глинистые озерные отложения верхней перми – среднего триаса, однако местами они образуют весьма необычные формы, демонстрируя более высокую дислоцированность. На этом рисунке интенсивные амплитудные аномалии в подстилающих породах с севера (правая часть разреза), возможно, связаны с отражениями от дислоцированных каменноугольных карбонатов. Кровля палеозойского фундамента Р2 является выдержанной амплитудной поверхностью с выраженными эрозионно-тектоническими выступами измененных пород основания, приуроченными к надвиговым чешуям. Вскрыты они единственной скважиной Кызылой Г-1 на Северном борту Аккулковского вала (рисунки 3), где под юрскими отложениями залегают зеленые сланцы девона-силура (датировка по аналогии с похожими породами Урала). На склоны этих выступов по схеме подошвенного налегания ложатся горизонтально-слоистые морские отложения верхнего триаса – нижней юры, что свидетельствует о заполнении доседиментационного тектонического рельефа.

Этот тектонический рельеф связан с растягивающими усилиями, которые привели к образованию слабовыраженной грабен-горстовой системы в начале формирования ортоплатформенного комплекса. Во впадинах угловое несогласие не выражено, отложения осадочного чехла и фундамента залегают субсогласно, отличаясь лишь амплитудно-частотными характеристиками отражений.

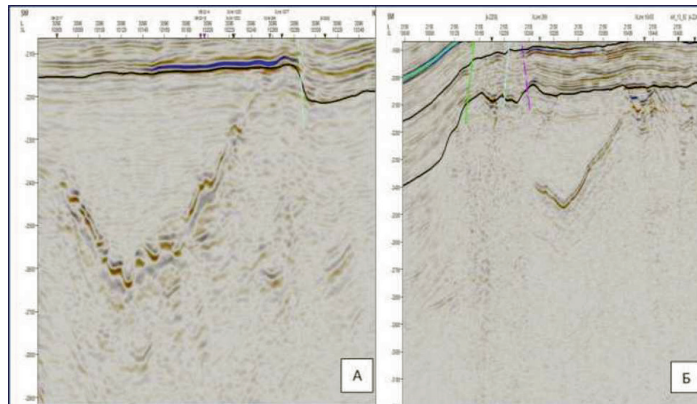


Рисунок 2 – Аккулковский вал. Мульдообразные тела в верхней части палеозойского фундамента на сейсмических разрезах Кул-Бас и Кызылой

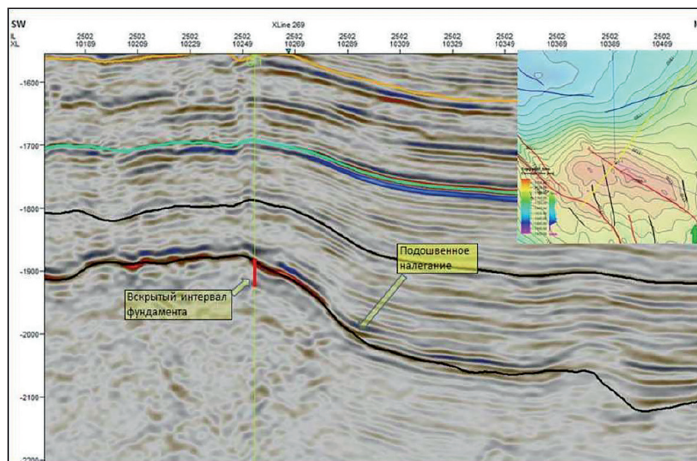


Рисунок 3 – Временной разрез Аккулковский вал. Палеозойский фундамент в скважина Кызылой Г-1 вскрыт на эрозионно-тектоническом выступе

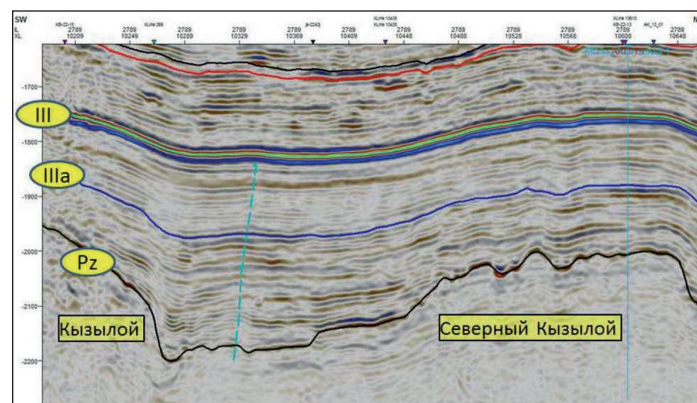


Рисунок 4 – Аккулковский вал. Сравнение волновой картины в юрских отложениях основания ортоплатформенного тектонического комплекса вверху, и переходного внизу, на временном разрезе

Ортоплатформенный (плитный) чехол в составе от юрских до новейших отложений залегает на палеозойском основании, а в прогибах на переходном средне-триасовом-нижнеюрском преимущественно терригенном комплексе. Чехол вскрыт всеми глубокими скважинами, пробуренными преимущественно в приподнятой части (рисунок 4). Переходной комплекс имеет важное значение, являясь на Северном Устюрте основной нефтематеринской толщей.

Отложения палеогена выделяются между горизонтами I (подошва палеогена) и P2 (кровля кызылойского продуктивного горизонта). В верхней части комплекса прокоррелирован горизонт P2_2, который по привязке соответствует кровле Тасаранского горизонта. Таким образом, в палеогене идентифицируются два подкомплекса: верхнеэоценовый и верхнеэоцен-нижнеолигоценовый горизонты). Палеоценовые отложения на Аккулковском валу отсутствуют, в вышележащих средне- верхнеолигоценовых отложениях выдержанные отражения практически не прослеживаются. Волновая картина внутри палеогена иллюстрируется на сейсмическом временном разрезе 2846 вкрест простирания Аккулковского вала (рисунок 5).

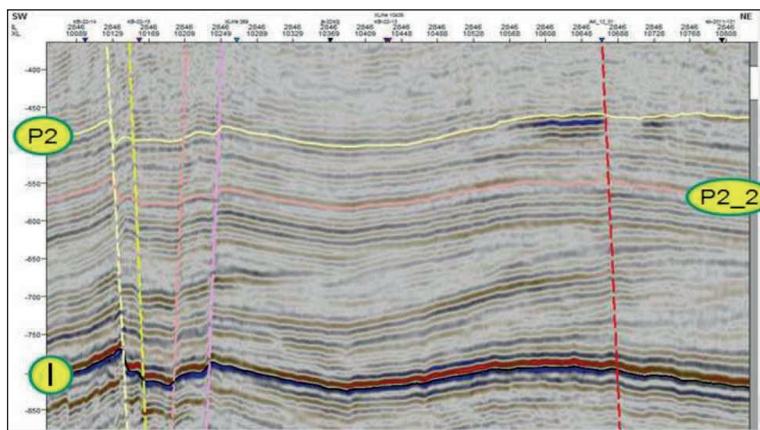


Рисунок 5 – Аккулковский вал. Сейсмический временной разрез по инлайну 2846 через палеогеновую толщу (верхний эоцен – нижний палеоген)

Тасаранская толща имеет клиноформное строение с падением клиноформ на юго-восток. Самая верхняя часть комплекса выглядит горизонтально-слоистой, однако на региональном сейсмическом профиле видно, что она имеет также проградационное строение, при наклоне клиноформ значительно меньше, чем для нижележащей части. В то же время Кызылойский горизонт характеризуется субгоризонтальными выдержанными осями синфазности, предполагающими мелководно-морское (шельфовое) происхождение. В целом, в ходе регрессии в конце мела, после размыва палеоцен-нижнеолигоценовых отложений до полного отсутствия происходила компенсация возникших депоцентров до их заполнения в конце эоцена. Продуктивные пласты в обоих подкомплексах представлены существенно песчано-алевролитовыми породами, закономерно сменяющими вверх глинистые толщи в каждом цикле.

Проведен палеоструктурный и бассейновый анализ осадочного комплекса региона. На основе реконструкции тектоно-седиментационной эволюции осадочного

бассейна, его термической истории следует определить основные факторы, влияющие на развитие углеводородных систем изучаемого региона, определить перспективные типы ловушек в мезозой-кайнозойском осадочном комплексе.

Задачей исследований заключались в ревизии результатов комплексного анализа новых данных сейсморазведочных работ и бурения глубоких скважин в Устюрт-Бозашином осадочном бассейне и проведении моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

В целом, с точки зрения проведенного палеоструктурного анализа, последовательность тектонических движений при формировании плитного чехла предполагается следующей:

- Киммерийский тектогенез (позднеюрское-раннемеловое время): блоковые подвижки фундамента, начало обособления основных локальных поднятий, периодически обновляемых позднее вплоть до новейшего времени. В начале мела – подъём территории, размыв (отсутствие) валанжина и берриаса. С конца готерива – начало мелового цикла регионального погружения.
- Альпийский тектогенез (миоцен-плиоцен): окончательное формирование основных локальных поднятий в современном виде. В конце этапа – общее поднятие и размыв.

В результате картографического моделирования были получены карты распределения УВ в ловушках по основным коллекторским горизонтам. Моделирование по III ОГ (отражающему горизонту по подошве меловых отложений) показывает скопление нефти только вокруг Колтыкского прогиба, на известных месторождениях (Арыстановская, Каракудук, Комсомольская) и локальных структурах Салкын, Тасорпа, Кырын, Тышканды, Тепке, Терешковская, Гагаринская и др.). Также незначительные скопления нефти присутствуют на структурах Салкын, Жайылган, Западный Аманжол, Манаши и Тасорпа. Скопления газа наблюдаются на месторождении Шагырлы-Шомышты.

Проведенные исследования [10, 11] позволяют сделать вывод, что миграция углеводородов в локальные структуры происходит преимущественно из среднеюрских материнских пород, очаг генерации которой расположен в наиболее глубоких погруженных частях бассейна (Колтыкский, Косбулакский и Кулажатский прогиб). Средние значения коэффициента миграции по выбранным структурам составляют 10-18%.

По результатам проведенного бассейнового моделирования подтверждается, что нефтематеринские отложения вступили в нефтяное окно в конце мела, и основная генерация происходила в течение палеогена и неогена. Основная генерация проходила в Косбулакском прогибе, а миграция шла с юга на север и УВ накапливались в структурах, в первую очередь в пределах вала в составе структур Кул-Бас и Юго-Западный Кызылой. К началу генерации и миграции эти основные структуры, возникшие в период киммерийской фазы тектогенеза, уже были созданы и являлись ловушками для УВ. Однако эти скопления в период альпийской тектонической фазы, приведшей к переформированию структурного плана, могли быть разрушены или переформированы, за счет выпуска сформировавшихся скоплений и перетока УВ далее к северу.

История развития углеводородного (УВ) насыщения. УВ эмиграция в потенциальных нефтематеринских свитах в данном геологическом разрезе могла начаться в середине позднего мелового периода и к началу палеоценовой (65,5 млн лет тому назад) эпохи УВ насыщенность в них, вероятно, достигла порога, необходимого для начала миграционных процессов.

В раннеюрское время процессы эмиграции начинают развиваться быстрее, чем нижележащие триасовые толщи. Однако насыщенность УВ в триасовой нефтематеринской свите не достигает 10%, необходимых для начала миграции. В начале эоценовой эпохи начинаются миграционные процессы из триасовых нефтематеринских толщ.

В олигоцене и раннем миоцене происходит активная миграция УВ почти по всему стратиграфическому разрезу и в верхнетриасовой толще начинается аккумуляция УВ. Повышение насыщенности в возможных коллекторах в кровле верхнетриасовых отложений происходит в конце эоценовой эпохи. В конце эоценового периода происходит переток УВ в юрские и меловые отложения. В настоящее время УВ насыщенность в этих отложениях не возрастает несмотря на активные процессы миграции из нефтематеринских толщ. Основная миграция УВ происходит из Косбулакского прогиба и нефтенасыщенность образуется не в палеогеновой толще как есть фактически, а верхнетриасовом комплексе, как показали расчеты. Расхождение фактических и расчетных данных образования резервуара, возможно, связано с прямыми перетоками УВ в эоценовые толщи через каналы, трещины, имеющих в данном регионе, но которые не закладывались в данном расчете.

Результаты и обсуждение. По результатам ранее выполненного бассейнового моделирования [10, 11] миграция УВ в основном геологическом разрезе Западный Кендыкты-Равнинная могла происходить вертикально и почти вдоль по всему разрезу. При тепловом потоке $0,03 \text{ W/m}^2$ для геологических разрезов Токубай-Тунгуруксор и Шагырлы-Шомышты градиент температур соответствовал фактическому тепловому режиму, но не соответствовал для основного разреза Западный Кендыкты-Равнинная для которого был принят тепловой поток $0,01 \text{ W/m}^2$ на данное наблюдение напрашивается вывод, **что под принятым фундаментом для основного разреза, возможно, имеются дополнительные осадочные толщи, осуществляющие роль уменьшения теплового потока.**

При стандартных условиях модели (тепловой поток $0,01 \text{ W/m}^2$, тип II, III нефтематеринских свит и содержание органического вещества от 1,3-2,3%). Наибольшая степень зрелости наблюдается в нижнеюрских и в прогнутых зонах триасовых нефтематеринских породах. Поэтому их наличие и качество в районе Устьюрт-Бозашинского бассейна является критическим фактором существования промышленных залежей УВ. Согласно региональным данным, присутствие нижнеюрских нефтематеринских свит в исследуемых частях Устьюрт-Бозашинского бассейна видится редкой.

Образование залежей для основного разреза Западный Кендыкты-Равнинная могли образоваться, как показывают результаты расчета в нижнетриасовых отложениях. Месторождения Шагырлы-Шомышты в эоценовой части разреза могли образоваться за счет миграции из триасовых нефтематеринских или более древних нижележащих толщ за счет присутствия возможных разрывных нарушений,

которые являются вторым важным фактором риска сохранности залежей, если они и были образованы. Полученные результаты свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в нижнесреднеюрских и верхнетриасовых отложениях. Также не следует отбрасывать палеозойский комплекс, который изучен недостаточно, что связано со значительными глубинами его залегания и сложным строением. Тем не менее, имеющиеся данные позволяют рассматривать эти отложения как возможно нефтегазоматеринские. Поэтому, для того чтобы отразить, возможно, более значительные масштабы генерации, необходимо улучшить качество определения типа и содержания органического вещества в данных нефтематеринских свитах.

Скопления нефти и газа, выявленные в юрско-меловых отложениях Бузачинской НГР, залегают на небольших глубинах и, как следует из анализа истории геологического развития региона, никогда не находились в термобарических условиях, отвечающих «главной зоне нефтегазообразования». Следовательно, они могли быть генерированы либо разновозрастными отложениями смежных депрессий, либо более древними комплексами отложений или же за счет того и другого источника. Специальные геохимические исследования нефтей, выполненные во ВНИГРИ, показали, что нефти Мангышлака и Северного Устюрта, с одной стороны, и Бузачинского свода – с другой стороны, имеют различный генезис. Нефти Бузачей практически идентичны по своему углеводородному составу Прорвинским нефтям.

Результаты геохимических и люминисцентно-битумологических исследований палеозойских толщ, вскрытых Северо-Бузачинской скважине №7, показали присутствие в породах, помимо тяжелой окисленной нефти, нефти очень легкого флюида углеводородного состава. Последнее может указывать на возможную генерацию УВ палеозойскими отложениями. По крайней мере, очевидно, что нефть через них мигрировала. О вероятном формировании юрско-меловых залежей за счет вертикальной миграции УВ свидетельствуют и палинологические исследования этих нефтей: в них установлены спорово-пыльцевые комплексы палеозоя, отсутствующие во вмещающих породах.

На настоящей стадии изученности данного вопроса можно высказать предположение о том, что источник генерации Бузачинских нефтей, скорее всего, находится в Прикаспийской впадине. Учитывая тектоническую позицию Бузачинского свода, допускается возможность образования его месторождений УВ в результате латерально-ступенчатой миграции УВ в южном направлении из более погруженных районов Прикаспия.

Биомаркерный анализ на данном этапе исследований выявил присутствие, как минимум, трех источников генерации углеводородов в рассматриваемом регионе. Из них два источника связаны с месторождениями Арыстановской и Колтыкско-Кулужатской НГР, а третий – с Шалкарской НГР. Это еще раз подтвердило существующие ранее мнения по этому поводу.

Ранее проведенное изучение особенностей состава нефти позволяли выявить два основных типа нефтей, формировавшихся в различных условиях. Образование **«Каракудукского» типа** связывается с континентальными (озерными?) материнскими комплексами, обогащенными остатками высшей растительности. **«Култукский» тип** ассоциируется с нефтями генерированными в прибрежно-морских и морских терригенных отложениях.

За период с 2018 по 2022 гг. АФ ТОО «КМГИ Инжиниринг» было выполнено значительное количество геохимических анализов нефти [12, 13], которые существенно дополнили информацию по данной теме (Н.Д. Сарсенбеков, С.Б. Каирбеков, Е.Ш. Сейтхазиев). Биомаркерный анализ проведен на 22 образцах нефти, взятых на 6 различных месторождениях. В то время как резервуарная геохимия нефти, включая фингерпринтинг нефти, была изучена с использованием 31 образца из 7 различных месторождений.

Результаты газожидкостной хроматографии, проведенной на образцах проб месторождений Шалкарского НГР (Аккулковско-Бозойской группы), указывают на присутствие всех компонентов УВ. Наибольшая концентрация приходится на пики нормальных алканов C_7 - C_9 , а концентрация более тяжелых компонентов плавно уменьшается. Такое распределение типично для нефти, которая образовалась из органических материалов сапропелевого типа, что указывает на ее морское происхождение.

Присутствие всех углеводородных компонентов в нефти месторождений Арыстановской НГР, и бимодальное распределение n-алканов и изопреноидов, свидетельствуют о том, что кероген нефтематеринской породы (НМП) имеет гумусовый характер и указывает на возможный вклад наземной растительности, образовавшейся в условиях озерных осадков. Следует отметить, что в данной группе месторождений нефти из месторождения Култук отличаются от остальных по условиям осадконакопления НМП – морские условия.

Биомаркерный анализ нефти, который включал определение условий осадконакопления [13] подтверждает вывод, сделанный на основе хроматограммы нефти. Согласно графику зависимости пристан/фитан (Pr/Ph) от соотношения C_{29} стерана/ C_{30} гопана и по тригонограмме гопанов C_{29} - C_{30} - C_{31} , можно предположить, что нефть из месторождений Арыстановской НГР, вероятно, образовалась в континентальных условиях. В то время как нефти из Аккулковской группы и месторождения Култук, скорее всего, образовались в мелководных прибрежно-морских и морских условиях. В целом, для всей нефти месторождений Устюрт-Бозашинской НГО характерны высокие значения Pr/Ph , что указывает на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления органических веществ (ОВ).

Анализы по определению зрелости НМП показывают, что нефти Арыстановской НГР, за исключением нефти месторождения Култук, имеют более зрелый характер, чем нефти Аккулковской группы.

На основе представленных данных биомаркерного анализа [12, 13] можно выделить отдельно «Аккулковский тип» и сделать прогноз о присутствии пяти генетически разных нефтей в пределах Устюрт-Бозашинского НГО (четвертый – «Самско-Бейнеуский тип», пятый – «Косбулакский тип»).

В ходе исследования генетической типизации нефти Северо-Устюртской нефтегазоносной области авторы исследований – Н.Д. Сарсенбеков, С.Б. Каирбеков, Е.Ш. Сейтхазиев использовали многомерную газовую хроматографию и биомаркерный анализ, чтобы лучше понять происхождение и миграцию углеводородов в данном регионе. Результаты позволяют сделать следующие **важные выводы:**

- Многомерная газовая хроматография позволила создать звездные диаграммы, которые ярко демонстрируют сходство и различия между нефтяными флюидами.

дами разных месторождений. Эти "фингерпринты" нефти оказались уникальными для каждого месторождения.

- Сравнение результатов биомаркерного анализа и фингерпринтинга нефти на месторождениях Колтыкско-Кулужатской НГР выявило несколько направлений латеральной миграции углеводородов. Некоторые образцы нефти из месторождения Комсомольское и проба Култук 6 демонстрируют схожесть, возможно, указывая на общие условия образования или миграции (допускаем проникновение морских вод в периоды трансгрессий и создание полуизолированных относительно мелководных бассейнов с ограниченной циркуляцией вод).
- Анализ палеогеографических обстановок среднеюрского времени подтвердил наличие разветвлённой системы палеорусел (долины рек) в районе выявленных месторождений осадочного бассейна, что согласуется с результатами миграции углеводородов через среднеюрский горизонт.
- На основании хроностратиграфической шкалы и полученных данных, обогащенных органическим веществом нефтематеринские уровни были заданы в отложениях средней юры и верхнего триаса. На всей территории был задан III тип керогенов, за исключением западной части среднеюрских отложений, где был задан II тип керогенов, соответствующих с прибрежно-морским и морским глинистым отложениям.

Содержание органического вещества в нефтематеринских свитах принималось за 1,0 %. Типы керогенов подбирались из библиотеки керогенов, разработанных французским Институтом нефти на основе накопленной информации по НГБ мира. Правильность выбранных параметров проверялась на этапе калибровки модели.

Оценка массы генерированных и эмигрировавших УВ (3D). Согласно предыдущим исследованиям, нефтематеринскими породами (НМП) в пределах Устюрт-Бозашинского бассейна считаются верхнетриасовые и среднеюрские отложения.

По существующей степени геохимической изученности региона, основными нефтегазоматеринскими породами в Устюрт-Бозашинском бассейне можно считать среднеюрские отложения. Генерация УВ происходила в наиболее погруженных частях бассейна – Косбулакском, Кулажатском, Колтыкском и Самско-Бейнеуском прогибе, причем основная доля сгенерированных УВ приходится на Косбулакский и Кулажатский прогиб. Вследствие этого, основная масса аккумулярованных жидких и газообразных УВ по среднеюрскому комплексу скопилась вокруг и внутри наиболее погруженных частей бассейна.

Большая часть аккумуляции сосредоточена в пределах самих прогибов – в Кулажатском, Самско-Бейнеуском, Косбулакском и западной части Колтыкского прогиба. Также, можно наблюдать незначительные аккумуляции на Арыстановской ступени, в Манашинской седловине и вокруг Самско-Бейнеуского прогиба.

Наряду со среднеюрскими нефтегазоматеринскими породами, отложения верхнего триаса также обладают генерационным потенциалом. Но в случае с верхнетриасовыми отложениями генерационный потенциал является низким, что не позволяет генерировать достаточное количество УВ. Генерация происходила только в пределах Косбулакского прогиба.

С учетом геологических и геохимических особенностей есть основание предполагать, что основным нефтегазоматеринским комплексом для нефтей месторождений

Каракудук, Арыстановское и Комсомольское является юрский комплекс. Юрские отложения представлены сероцветными аплювиально-озерными, болотными и прибрежно-морскими отложениями. Они характеризуются повышенным содержанием (до 2%) органического вещества, содержащего значительное количество остатков высших растений. В западной части (Каракудук) количество органического вещества в юре возрастает до 4,5-10,8%, что обусловлено преимущественно морскими условиями осадконакопления.

В глубоких частях прогибов западных районов Северного Устья (Култукская, Самская и Бейнеуская депрессия) возможно наличие и сапропелевого органического вещества. В некоторых частях разреза содержание органического вещества за счет углистых прослоев достигает 7% и более – 24%. Повышенные содержания органического вещества установлены в глинах средней юры Арыстановского месторождения (1,8- 4,2%).

В центральных и восточных районах Северного Устья (Косбулакский и Самско-Бейнеуский прогибы) осадконакопление в ранней-средней юре происходило в основном в континентальных условиях. Наличие здесь месторождений газа и увеличение мощностей юры в отдельных прогибах до 2,5 км позволяют считать здесь юрские отложения преимущественно газопроизводящими. По всем геохимическим параметрам, породы относятся к нефтегазоматеринским с «бедным» и «удовлетворительным» генерационным потенциалом пород.

В настоящее время среднеюрские нефтегазоматеринские породы в пределах Косбулакского прогиба находятся в так называемом «нефтяном окне», т.е. на пике генерации жидких УВ согласно значениям отражательной способности витринита. Остальная территория находится на ранней и очень ранней стадии зрелости нефтематеринских пород. Однако коэффициент преобразования в центральной погруженной части бассейна показывает значения более 50%, что, возможно, говорит о низком потенциале данных нефтематеринских пород в целом для бассейна.

Наряду с этим встречаются небольшие пропластки глин, обогащенные органическим веществом (до 3-6%). Гумусовый состав и малая доля полимерлипидных структур в ОВ средней юры на большинстве территории Северного Устья обуславливают низкую генерацию и эмиграцию жидких УВ. Выход газа из этих пород значительно превышает эмиграцию жидких УВ. В целом, плотность эмиграции жидких или газообразных УВ из толщ изменяется так же, как и продуктивность пород в зависимости от фациальных условий формирования толщ и уровня катагенетической превращенности пород. Существенное влияние в отдельных случаях имеет и суммарная мощность. Таким образом, наибольшую генерационную способность, вероятно, имеют отложения юры в Колтыкском прогибе, где их толщина превышает 1000 м.

Верхнетриасовые отложения характеризуются относительно высокой степенью их преобразованности и наличием существенных перерывов в период герцинского тектогенеза, в связи с чем перспективы нефтегазоносности отложений не могут оцениваться достаточно высоко. Однако следует помнить, что сероцветные верхнетриасовые породы в геохимическом отношении изучены очень слабо, и по единичным данным их можно охарактеризовать как нефтегазоматеринские с «бедным»

остаточным генерационным потенциалом. В разрезе встречаются пропластки глин с повышенным содержанием ОБ (величина $C_{орг}$ колеблется от 1,2 до 3,0 %).

На глубинах от 2500 м до 4000 м, которые соответствуют основному диапазону глубин залегания юрских и верхнетриасовых материнских пород, отражательная способность витринита возрастает от 0.6-0.7% до 1.0-1.1%, что соответствует главной зоне генерации жидких углеводородов. Породы юрского возраста находятся на стадии активной генерации жидких углеводородов, однако они не достигли еще стадии образования конденсатов и углеводородных газов. Можно предполагать, что триасовые отложения находятся на более высоких этапах катагенеза, соответствующих зоне термически зрелых легких нефтей и конденсатов, но конкретные данные по породам этого возраста отсутствуют. В депрессионных зонах восточной части бассейна можно предполагать близкую катагенетическую зональность мезозойских отложений, которая соответствует уровню главной фазы образования углеводородов на глубинах от 2000-2500 м до 4000 м.

Следовательно, можно отметить, что юрские отложения имеют необходимый уровень термической зрелости для генерации жидких углеводородов. Исходя из оценки скромных генерационных «способностей» верхне-триасово-среднеюрских отложений Северного Устья можно объяснить весьма небольшие запасы углеводородов, генерируемых принятыми нефтегазоматеринскими породами в данном регионе. Возможно, это связано с небольшой суммарной мощностью материнских пород, небольшим стратиграфическим диапазоном, а также ограниченной площадью распространения.

Диапазон изменений температурного градиента, по данным различных источников, достаточно широк: от 22 °C/к по данным Японской Национальной Нефтяной Компании (для скважины Северо-Западный Арал 1, расположенной в центральной части площади) до 29 °C/км до 4000 м и 34 °C/км ниже 4000 м, по данным обобщения Оздоева С.М. [14].

Для регионального бассейнового моделирования, автор (Абилхасимов Х.Б., 2019) использует температуры до 40 °C/км в районе Косбулакской впадины. В модели было протестировано влияние изменений температурного градиента от 22 до 29 °C/км и выше – до 34 °C/км. Повышение градиента выше 29 °C/км не приводит к существенным изменениям насыщения и фазового состояния флюидов.

Изменение температурного градиента в модели приводит к изменению фазового состава УВ, заполняющего ловушки в соответствии с законом дифференциального улавливания Гассоу. В то время как насыщение ловушек, расположенных непосредственно на Аккулковском валу, остается почти неизменным, увеличение температурного градиента от 22-23 °C/км до 24-25 °C/км приводит к увеличению количества нефти в ловушках Бозойско-Аяккумского поднятия. Дальнейшее увеличение градиента температур до 26-29 °C/км приводит к тому, что газ вытесняет нефть из ловушек Бозойско-Аяккумского поднятия, в то время как на Аккулковском поднятии увеличивается количество ловушек, заполненных нефтью.

Дальнейшее увеличение градиента температур приводит к еще большему увеличению количества газа в ловушках. Изменение емкости резервуаров также приводит к изменению заполнения и фазового состава флюидов в модели. При уменьшении

доли коллектора от 1 до 0,5 видимых изменений в типе флюида и заполнении ловушек нет. При дальнейшем снижении доли коллектора до 0,2 увеличивается объем заполненных нефтью ловушек, а еще большее снижение доли коллектора приводит к вытеснению нефти в северные ловушки газом. Уменьшение мощности резервуара до 20 м и до 10 м существенного влияния на поведение модели не оказывает.

Увеличение проницаемости покрывки от глинистых алевролитов до алевролитов не оказывает существенного влияния на распределение флюидов в модели при уменьшении доли коллектора. При уменьшении доли коллектора от 1 до 0,5 видимых изменений в типе флюида и заполнении ловушек нет. При дальнейшем снижении доли коллектора до 0,2 увеличивается объем заполненных нефтью ловушек, а дальнейшее снижение доли коллектора приводит к вытеснению нефти в северные ловушки газом, как и в случае с менее проницаемой покрывкой.

Увеличение проницаемости подстилающих отложений, разделяющих нефтематеринские отложения и юрский резервуар при снижении доли коллектора до 0,5, не приводит к изменениям в модели. Дальнейшее снижение доли коллектора приводит к большему заполнению ловушек в северной части площади, причем ловушки заполняются нефтью в большей степени, чем при менее проницаемых подстилающих породах. Дальнейшее увеличение проницаемости покрывки от алевролитов до алевролитистых песчаников приводит к увеличению количества газа в ловушках северной части площади.

В пределах Косбулакской впадины пробурены несколько глубоких скважин (структуры – Хаиркельды, Шикудук и Западный Шомышты). Но достаточных сведений о мощности нефтематеринских отложений по ним нет (из-за условий конфиденциальности Недропользователей). Проведенный анализ чувствительности модели к увеличению мощности генерирующих пород при мощностях нефтематеринских отложений более 300 метров и вплоть до 1500 метров никаких видимых изменений в фазовом составе, заполнении ловушек или распределении УВ по площади не показал.

Обогащение нефтематеринских пород $C_{орг}$ в диапазоне от 2% до 5% к существенному изменению распределения УВ в юрских отложениях не приводит. Дальнейший рост содержания $C_{орг}$ до 13% приводит лишь к более полному заполнению нефтью ранее уже заполненных ловушек, а возрастание $C_{орг}$ до 15% приводит к заполнению дополнительных ловушек в северной части площади.

Ни одна комбинация параметров, тестированных на модели (изменения мощности коллекторов, проницаемости и мощности покрывок и подстилающих отложений, изменение мощности и продуктивности нефтематеринских отложений), не привела к появлению вертикальной миграции УВ для заполнения неокосских ловушек. Только изменение типа тектонических нарушений на непроницаемые закрытые разломы приводит к вертикальной миграции и заполнению вышележащих неокосских резервуаров. В таком варианте моделирования увеличение содержания $C_{орг}$ до 4% приводит к увеличению заполнения цепочки неокосских резервуаров в северном направлении.

По результатам финального моделирования установлено, что основные очаги генерации в модели приурочены к Косбулакской впадине и Кошкаратинской мульде. При принятом в модели температурном градиенте 27-28°C нефтематеринские отложения в наиболее погруженной части достигают окна генерации сухого газа.

Палеогеновая толща, которая, как принято считать, является источником биогенного газа для Кызылойских отложений в модели генерирует недостаточное количество газа для заполнения выявленных месторождений, независимо от мощности и продуктивности данной толщи. Для заполнения эоценовых резервуаров биогенного газа палеогеновых отложений недостаточно и необходима его вертикальная миграция по разломам из нижележащих отложений.

Для кембриджских отложений результат моделирования отвечает выявленным месторождениям. Основным источником УВ для ловушек Аккулковского вала является Косбулакская впадина и пути миграции приурочены к ее склонам.

По результатам проведенного моделирования и тестирования чувствительности модели [15] к изменению параметров выстраивается следующая схема заполнения углеводородами юрских отложений: основной источник УВ – Косбулакский прогиб, через северный склон которого мигрировала основная масса углеводородов, заполнивших последовательно цепочку ловушек Аккулковского поднятия, затем цепочку ловушек Бозойско-Аяккумского поднятия и далее ловушки северного обрамления Кашкаратинского прогиба. Меньшая часть УВ Косбулакского прогиба мигрировала непосредственно к структурам Бозойско-Аяккумского поднятия и часть – в сторону Чошқакульского поднятия. Генерация УВ в Кашкаратинской мульде существенно меньше и поток миграции флюидов направлен на запад – в сторону Чошқакульского поднятия с заполнением цепочки небольших ловушек на склоне.

История заполнения юрских ловушек показывает, что первоначально ловушки были заполнены газом, а в дальнейшем – нефтью. Причем, степень заполнения ловушек и их количество варьировали на протяжении формирования. Основные ловушки, соответствующие выявленным на сегодняшний день месторождениям УВ, существовали в различной конфигурации от момента седиментации отложений соответствующего возраста.

Углеводородные системы в совокупности определяются наличием источников генерации УВ (нефтематеринские породы), путями их миграции, наличием коллекторов и покрышек и, наконец, структурно-формационными условиями формирования/разрушения ловушек. Каждый из этих факторов критически важен, но обычно объектом исследований являются ловушки, выявление которых – основная цель поисковых работ на УВ. Анализировать наличие и влияние каждого из факторов следует в контексте имеющихся представлений о тектонике и литостратиграфии района работ. Как видно из проведенного бассейнового моделирования, все факторы, в том числе и генерация УВ могут играть существенную роль в последующем распределении УВ. Нефтематеринские отложения вступили в нефтяное окно в конце мела, и основная генерация происходила в течение палеогена и неогена. Основная генерация проходила в Косбулакском прогибе, а миграция шла с юга на север и УВ накапливались в структурах, в первую очередь в пределах вала в составе структур Кул-Бас и Юго-Западный Кызылой. К началу генерации и миграции эти основные структуры, возникшие в период киммерийской фазы тектогенеза, уже были созданы и являлись ловушками для УВ. Однако эти скопления в период альпийской тектонической фазы, приведшей к переформированию структурного плана, могли быть разрушены или переформированы за счет выпуска сформировавшихся скоплений и перетока УВ далее к северу.

В формировании залежей УВ в меловых отложениях значительная роль принадлежала путям миграции в виде разнообразных песчаных русел. Нельзя также исключить, что формирование меловых залежей происходило и по тектоническим нарушениям за счет перетоков их юрских коллекторов. При этом все основное время залежи формировались за счет латеральной миграции вдоль пластов и здесь русловые песчаники играли активную роль. По нарушениям миграция могла происходить в начале фаз тектогенеза, когда нарушения приоткрывались за счет сил растяжения и дальше включались латеральное заполнение и перераспределение.

Анализ показывает, что коллекторы в меловых отложениях представлены очень сложной системой русел и конусов выноса, развитых в основном в северных частях участка. Русловые системы очень хорошо картируются с помощью спектральной декомпозиции, что помогает изучению и пониманию общей картины развития коллекторов даже в условиях их сильной изменчивости от горизонта к горизонту. Залежи приурочены к трем горизонтам в меловых и юрских отложениях, которые в дальнейшем были взяты за основу прогнозирования. При этом известно, что помимо основных, относительно крупных залежей, есть более мелкие в нижней части барремского и готеривского горизонтах.

Сложное распределение коллекторов позволяет предположить, что продуктивными являются только те горизонты, которые в сложной системе распространения песчаников и разделяющих их глин оказались гидродинамически взаимосвязанными. Все те, что по различным причинам не попали в единую гидродинамическую систему нефтенасыщенных коллекторов, так и остались водонасыщенными. Юрские отложения, коллекторы в которых развиты практически повсеместно, за исключением области их полного размыва, играли своеобразную роль распределителя. Возможно, не случайно низкопоровые юрские известняки оцениваются по ГИС как продуктивные, демонстрируя только уровень заполнения в удаленных на север структурах.

На характер насыщения, кроме распределения и сообщаемости коллекторов, могли повлиять особенности миграции, аккумуляции и переформирования при фазах активного тектогенеза. После того, как киммерийским тектогенезом в конце юрского периода был сформирован структурный план, он не менялся до альпийской фазы в конце миоцена начале плиоцене. Структурный план киммерийской (мезозойской) тектоники был по своему характеру и направлению сходным с альпийским, что позволяет предположить такое же положение структурных элементов и что, собственно, подтверждается палеотектоническими исследованиями. Таким образом, к альпийской фазе тектогенеза в пределах участка могли сформироваться залежи нефти за счет генерации в Косбулакском прогибе, начиная с конца мелового периода и ее миграции в северном направлении.

Заполнение залежей происходило, как показывает бассейновое моделирование, за счет фронтального потока с центральной части прогиба на север, где на пути потока располагалось Кызыллойское валообразное поднятие, а на западе – менее выраженное поднятие Кул-Бас. К альпийской фазе тектогенеза основная часть нефти уже была сформирована и заполнила залежи, которые тектонической активностью впоследствии были переформированы. Как приходило переформирование – не из-

вестно, однако оно могло привести к тому, что нефть из нижних горизонтов начала перетекать в верхние, где, по мере заполнения ловушки, происходили перетоки через критическое направление и распространение нефти далее на север. Дальнейшее развитие сдвиговой тектоники в условиях сжатия могло привести к возникновению поперек структуры Кызылой новых тектонических барьеров, отрезавших скопления нефти в северной части структуры от свода. Финальная картина определяется общим количеством нефти, о котором можно судить только в самых общих чертах.

Наличие ярких проявлений агрибутов по ряду русел возможно отражает достаточно большое количество УВ, сгенерированное впадиной. Для месторождения Кул-Бас с намного менее активным проявлением тектоники ситуация не приводила к полному расформированию залежей. В значительной мере ситуация впоследствии могла быть поправлена за счет продолжения генерации и миграции уже в после альпийское время, когда заново могли заполниться валообразные ловушки Кызылойского вала. Если считать, что для начала миграции микронепти из области генерации к участкам аккумуляции нужна тектоническая встряска и эти процессы активно проходят во время фазы тектогенеза, то сценарий не сильно поменяется, за исключением того, что в новое время не так много нефти попадет в обновившиеся ловушки на южном склоне вала [15].

Заключение и выводы. Особенности геологического строения и нефтегазоносности осадочного чехла Устюрт-Бозашинского осадочного бассейна позволяют считать основными факторами контроля нефтегазоносности – литологические. Также просматривается структурно-тектонический контроль нефтегазоносности. Все выявленные месторождения приурочены к ступеням, зонам поднятий и моноклиналям, расположенным по периферии крупных систем прогибов. Между тем обращают на себя внимание вскрытие на забоях глубоких скважин основные породы – базальтовые порфириды, серпентиниты, амфиболиты, на фоне метаморфизованных осадочных образований. На этом основании можно принять эти тела за дайкоподобные интрузии основного состава, хотя они могут отражать всего лишь зоны тектонического дробления на границах блоков в условиях сжатия, которые могли осложняться выжиманием деформированных блоков пород различного размера или вязких глинистых пород.

По мнению Матлошинского Н.Г. и др. [15], намеченные выше тела с точки зрения нефтегазоносности интересны с двух позиций – как вероятные барьеры, которые могли бы способствовать формированию ловушек с коллекторами трещинного типа и как зоны повышенной теплопроводности на всех этапах тектонической активизации. Такое сочетание позволяет выделять их в качестве весьма важных элементов УВ системы, обладающих всеми ее составными частями от генерации за счет дополнительного прогрева прилегающих обогащенных ОВ пород, путей миграции с нижних частей толщ в верхние, и до аккумуляции в сопровождающих ловушках. В сейсмическом волновом поле палеозойский комплекс характеризуется отчётливой гетерогенностью как по вертикали, так и по латерали.

На Аккулковском поднятии и южнее фундамент имеет более сложное строение. Предполагается, что в конце палеозоя в ходе столкновения тектонических плит в обстановке субмеридианального сжатия (позднегерцинский тектогенез) происходило надвигание с востока, в ходе которого сформировалась серия чешуйчатых надвигов.

Вследствие этого блоки протерозойского кристаллического фундамента могут быть частично надвинуты на дислоцированные толщи верхнего девона – нижней перми.

По геохимическим исследованиям пород и нефтей установлено, что на западе основным источником углеводородов являются юрские и триасовые прибрежно-морские отложения, генерировавшие, в основном, нефть. На востоке также основным источником углеводородов являются сероцветные породы юры, но их озерно-болотный генезис позволяет прогнозировать преимущественно газовые месторождения. Дополнительным источником газа, как показывают исследования узбекских и туркменских геологов, являются палеозойские (карбон-нижняя пермь) сероцветные терригенные породы, прошедшие главную фазу нефтеобразования и находящиеся в поздней стадии генерации газа.

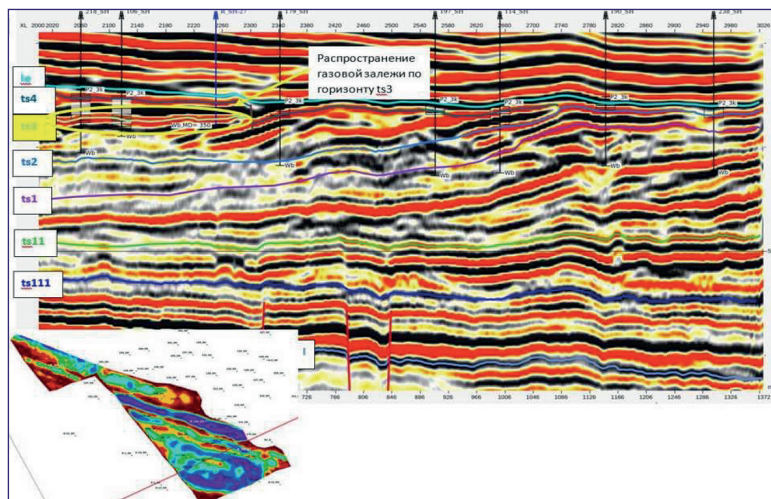


Рисунок 6 – Пример временного разреза, демонстрирующий скопление газа в палеогеновых отложениях внутри тасаранской свиты

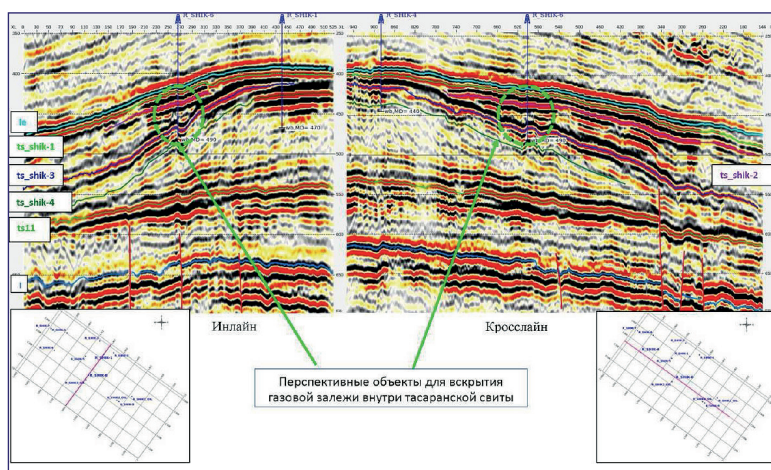


Рисунок 7 – Пример временного разреза, демонстрирующий скопление газа в палеогеновых отложениях внутри тасаранской свиты

Палеогеновые отложения в глубоком Косбулакском прогибе находятся в ранней фазе генерации газов. Наряду с этим, месторождения газа в палеогене могли формироваться и за счет юрских и палеозойских пород. Указанная закономерность находит достаточно убедительное геохимическое объяснение. Отложения палеогена выделяются между горизонтами I (подошва палеогена) и P2 (кровля кызыллойского продуктивного горизонта).

В верхней части комплекса) горизонт P2_2, прокоррелированный Шималиным Р. и др., [16], по привязке соответствует кровле Тасаранского горизонта.

Таким образом, в палеогене идентифицируются два подкомплекса: верхнеэоценовый и верхнеэоцен-нижнеолигоценовый горизонты. Палеоэоценовые отложения на Аккулковском валу отсутствуют, в вышележащих средне-верхнеолигоценовых отложениях выдержанные отражения практически не прослеживаются.

Тасаранская толща имеет клиноформное строение с падением клиноформ на юго-восток. Самая верхняя часть комплекса выглядит горизонтально-слоистой, однако на региональном сейсмическом профиле видно, что она имеет также проградационное строение, при наклоне клиноформ значительно меньше, чем для ниже лежащей части (рисунок 6, 7). В то же время Кызыллойский горизонт характеризуется субгоризонтальными выдержанными осями синфазности, предполагающими мелководно-морское (шельфовое) происхождение.

В целом, в ходе регрессии в конце мела, после размыва палеоэоцен-нижнеолигоценовых отложений до полного отсутствия происходила компенсация возникших депозитов до их заполнения в конце эоцена.

Продуктивные пласты в обоих подкомплексах представлены существенно песчано-алевролитовыми породами, закономерно сменяющимися вверх глинистые толщи в каждом цикле. Кызыллойское поднятие как единое целое практически не выражено, за исключением узкой полосы южного склона, не вскрытого пока бурением. Это свидетельствует о том, что рост Аккулковского вала как единой структуры прекратился намного раньше, вероятно, на рубеже юры и мела. При этом в современном структурном плане здесь максимально приподнято замкнутое поднятие к востоку от Кызыллой, к которому закономерно приурочены газовые залежи палеогена. Проведенный анализ позволяет высказать следующие соображения:

- Образование нефтяных скоплений в пределах Северо-Устьюртской системы прогибов и поднятий происходило за счет реализации генерационного потенциала различных по возрасту и фациальному составу нефтематеринских комплексов.
- Возможные нефтегазоматеринские комплексы могут иметь преимущественное распространение лишь в ограниченных зонах в центральной части депрессий, которые в палеогеографическом отношении могли соответствовать полуизолированным водоемам озерного типа, благоприятным для накопления органических остатков. В эти же зоны в первую очередь проникали морские воды в периоды трансгрессий, создавая полуизолированные относительно мелководные бассейны с ограниченной циркуляцией вод.
- В восточном направлении происходило замещение нефтепроизводящих комплексов юрского возраста с ограниченным потенциалом газопроизводящими, что позволяет ожидать преимущественную газоносность мезозойских образований

на востоке региона в пределах локальных структур в бортовых частях депрессионных зон.

- Суммарный генерационный показатель, учитывающий мощность производящих отложений, наиболее значителен у среднеюрских и верхнетриасовых пород.
- Нефтематеринские породы имеют достаточный уровень термической зрелости, достигли главной зоны генерации нефти (средняя юра) и конденсатов и газов (верхний триас).

- Биомаркерный анализ на данном этапе исследований выявил присутствие трех источников генерации углеводородов. Из них два источника связаны с месторождениями Арыстановской и Колтыкско-Кулжукатской НГР, а третий – с Шалкарской НГР: 1. Для нефтей, выявленных в западной части бассейна (месторождение Култук), наиболее вероятным нефтематеринским комплексом является раннемезозойский. В составе данного комплекса основной генерационный потенциал имели отложения позднетриасово-раннеюрского терригенного прибрежно-морского комплекса, имеющего, согласно геолого-геофизическим данным, достаточно большие мощности (до 1000м) в пределах Колтыкского прогиба. Породы среднего и нижнего триаса, представленные преимущественно красноцветными разностями с прослоями туфогенных пород, имеют более низкие концентрации ОВ и практически не обладали генерационным потенциалом.

2. Нефти месторождений Комсомольское, Каракудук и Арыстановская, имеющие признаки "континентального" происхождения, по своим характеристикам и составу биомаркеров сопоставляются с материнскими терригенными комплексами среднеюрского возраста, накопление которых происходило в континентальных субаквальных обстановках (аллювиально-озерные, прибрежные условия накопления) и которые характеризуются преимущественно органическим веществом, обогащенным остатками высшей растительности.

3. Нефти месторождений Шалкарской НГР указывают на присутствие всех компонентов УВ. Наибольшая концентрация приходится на пики нормальных алканов C_7 - C_9 , а концентрация более тяжелых компонентов плавно уменьшается. Такое распределение типично для нефти, которая образовалась из органических материалов сапропелевого типа, что указывает на ее морское происхождение.

С учетом всестороннего анализа геолого-геофизической и геохимической информации и высказанных соображений наиболее вероятными очагами генерации углеводородов, главным образом, газообразных, следует рассматривать крупные прогибы: Косбулакский и Самско-Бейнеуский с контактирующими с ними систем поднятий. Источниками газа также могут быть и палеозойские отложения.

В случае открытий месторождений УВ в этих прогибах прогноз о присутствии «Самско-Бейнеуского и «Косбулакского» типов нефтей в пределах Устьурт-Бозашинской нефтегазоносной провинции станет реальностью. 

ЛИТЕРАТУРА:

- 1 Абидов А.А., Абетов А.Е., Киршин А.В., Авазходжаев Х.Х. Геодинамическое развитие Куаныш-Коскалинской тектонической зоны в палеозое (Восточный Каракалпакстан), Нефтяная геология, выпуск 31, №4, 1997, с. 388-393. [Abidov A.A., Abetov A.E., Kirshin A.V., Avazkhodzhaev Kh.Kh. Geodinamicheskoye razvitiye Kuanysh-Koskalinskoy tektonicheskoy zony v paleozoye (Vostochnyy Karakalpakstan). Neftyanaya geologiya. vypusk 31. №4. 1997. s. 388-393].
- 2 Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Люк-Зиберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным, Ташкент, Узбекистан, 1986, с. 188. [Babadzhanov T.L., Kunin N.Ya. Lyuk-Ziberman V.I. Stroyeniye i neftegazonosnost glubokopogruzhennykh kompleksov Sredney Azii po geofizicheskim dannym. Tashkent. Uzbekistan. 1986. s.188].
- 3 Быкадоров В.А., Федоренко О.А., Попов В.А., Шлыгин Д.А. Отчет по теме «геодинамическая модель и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана». Раздел IV, Северный Устюрт, Алматы, 2001. [Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Popov V.A., Shlygin D.A. Otchet po teme «geodinamicheskaya model i otsenka perspektiv neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Kazakhстана». Razdel IV. Severnyy Ustyurt. Almaty. 2001].
- 4 Гризик А.Я. Прогноз нефтегазоносности структурных этажей доюрских отложений Восточного Устюрта, автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Москва, 2011. [Grizik A.Ya. Prognoz neftegazonosnosti strukturnykh etazhey doyurskikh otlozheniy Vostochnogo Ustyurta. avtoreferat dissertatsii na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. Moskva. 2011].
- 5 Кан Б.П., Тропп Е.Б. Глубинные структуры северо-восточной части Южно-Эмбинского поднятия в свете новых сейсмических данных. Геология нефти и газа. 1996, №5, с. 40-47 [Kan B.P., Tropp E.B. Glubinnyye struktury severo-vostochnoy chasti Yuzhno-Embinskogo podnyatiya v svete novykh seysmicheskikh dannyyh. Geologiya nefti i gaza. 1996. №5. s. 40-47].
- 6 [Kozmodemianskiy V.V., Salimgereyev M.Zh., Avrov V.P., Vinogradova K.V. Lipatova V.V. Stroyeniye doyurskogo strukturnogo kompleksa Buzachinskogo poluostrova i ego neftegazonosnost. Geologiya nefti i gaza. №10. 1995g. s. 9-15].
6. Козмодемьянский В.В., Салимгереев М.Ж., Авров В.П., Виноградова К.В., Липатова В.В. Строение доюрского структурного комплекса Бузачинского полуострова и его нефтегазоносность, Геология нефти и газа, №10, 1995г., с. 9-15. [Kozmodemianskiy V.V., Salimgereyev M.Zh., Avrov V.P., Vinogradova K.V., Lipatova V.V. Stroyeniye doyurskogo strukturnogo kompleksa Buzachinskogo poluostrova i ego neftegazonosnost. Geologiya nefti i gaza. №10. 1995g. s. 9-15].
- 7 Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР, Москва, Наука, 1980, с. 152. [Letavin A.I. Fundament molodoy platformy yuga SSSR. Moskva. Nauka. 1980. s. 152].
- 8 Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николенко В.П. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи, М.: Недра. 1985, с.135. [Lipatova V.V., Volozh Yu.A., Votsalevskiy E.S., Krivonos V.N., Nikolenko V.P. Doyurskiy kompleks Severnogo Ustyurta i poluostrova Buzachi. M.: Nedra. 1985. s.135].
- 9 Ulmishek G., Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan, US Geological Survey Bulletin 2201-B, 25pp. [Ulmishek G., Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin. Kazakhstan and Uzbekistan. US Geological Survey Bulletin 2201-B. 25pp].

- 10 Абилхасимов Х.Б. Перспективы нефтегазоносности Устюрт-Бозашинского осадочного бассейна. «Геология и охрана недр». Казахстанское геологическое общество «КазГЕО» №4 (69) 2018, с.30-40. [Abilkhasimov Kh.B. Perspektivy neftegazonosnosti Ustyurt-Bozashinskogo osadochnogo basseyna. «Geologiya i okhrana neдр». Kazakhstanskoye geologicheskoye obshchestvo «KazGEO» №4 (69) 2018. s.30-40].
- 11 Абилхасимов Х.Б. О новых перспективах нефтегазоносности Северного Устюрта на основе результатов бассейнового моделирования. «Нефть и газ» 2019, №1 (109) с. 37-53. [Abilkhasimov Kh.B. O novykh perspektivakh neftegazonosnosti Severnogo Ustyurta na osnove rezul'tatov basseynovogo modelirovaniya. «Neft i gaz» 2019. №1 (109) s. 37-53].
- 12 «Геохимические исследования проб керна и нефти месторождения...», отчет ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г; [«Geokhimicheskiye issledovaniya prob kerna i nefti mestorozhdeniya...». otchet TOO «NII «Kaspiymunaygaz». g. Atyrau. 2017g].
- 13 «Геохимический анализ нефти из Прикаспийского и Северного Устюрта», отчет ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017 - 2021г. [«Geokhimicheskiy analiz nefti iz Prikaspiyskogo i Severnogo Ustyurta». otchet TOO «NII «Kaspiymunaygaz». g. Atyrau. 2017 - 2021g].
- 14 Оздоев С.М. Геодинамические условия формирования нефтегазоносных комплексов юрских пород рифтогенных зон Северного Устюрта и Восточного Казахстана. Алматы. Фонды ИГН им. К.И. Сатпаева. 2005. 236 с. [Ozdoyev S.M. Geodinamicheskiye usloviya formirovaniya neftegazonosnykh kompleksov yurskikh porod riftogennykh zon Severnogo Ustyurta i Vostochnogo Kazakhstana. Almaty. Fondy IGN im. K.I. Satpayeva. 2005. 236 s.]
- 15 Матлошинский Н.Г., Айткалиева Н.Б., Суяркова Н.А. и др. «Отчет «Обработка новых 2Д и переработка старых 2Д и 3Д сейсмических данных и их интерпретация в интеграции с существующими скважинами по контрактной территории КУЛ-БАС для определения потенциала блока и структуры резервуаров перспективных площадей и нефтегазовых месторождений». ТОО «Reservoir Evoluation Services». Алматы, 2023.[Matloshinskiy N.G.. Aytkaliyeva N.B.. Suyarkova N.A. i dr. «Otchet «Obrabotka novykh 2D i pererabotka starykh 2D i 3D seysmicheskikh dannykh i ikh interpretatsiya v integratsii s sushchestvuyushchimi skvazhinami po kontraktной territorii KUL-BAS dlya opredeleniya potentsiala bloka i struktury rezervuarov perspektivnykh ploshchadey i neftegazovykh mestorozhdeniy». TOO «Reservoir Evoluation Services». Almaty. 2023].
- 16 Отчет о выполнении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на участках Шагырлы-Шомышты и Шикудук Западный в пределах контрактной территории АО «КазАзот». АО «Азимут Энерджи Сервисез», г Алматы, 2022. [Otchet o vypolnenii polevykh seysmorazvedochnykh rabot MOGT-3D na uchastkakh Shagyrly-Shomyshty i Shikuduk Zapadnyy v predelakh kontraktной territorii AO «KazAzot». AO «Azimut Enerdzhi Servisez». g Almaty. 2022].