

УДК 553.981/982(574.14)

О НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ



Х.Б. АБИЛХАСИМОВ*,
доктор геол.-мин. наук,
академик Академии минеральных ресурсов РК

ТОО «ГЕО-Мунай XXI»,
Республика Казахстан, 050050, г. Алматы, ул. Панфилова 110, оф. 205

Приводятся результаты бассейнового моделирования оценки углеводородного потенциала в пределах Устюрт-Бозашинского бассейна. Произведенные расчеты показали, что основным источником массы углеводородов для известных юрских месторождений бассейна являются среднеюрские отложения. По результатам моделирования наибольшая степень зрелости наблюдается в нижнеюрских и (в прогнутых зонах) триасовых нефтематеринских породах. Поэтому их наличие и качество в районе Устюрт-Бозашинского бассейна является критическим фактором существования промышленных залежей УВ. Полученные результаты свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в нижнесреднеюрских и верхнетриасовых отложениях.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Устюрт-Бозашинский бассейн, нефтегазообразование, бассейновое моделирование, нефтематеринские породы, триасовые, нижнеюрские, среднеюрские, меловые и палеогеновые отложения, коллектор, горизонт, прогноз, оценка перспектив.

*Автор для переписки. E-mail: khairly59@mail.ru

БАССЕЙНДІК МОДЕЛЬДЕУ НӘТИЖЕЛЕРІ НЕГІЗІНДЕ СОЛТҮСТІК ҮСТІРТ МҰНАЙ-ГАЗ БЕРГІШТІГІНІҢ ЖАҢА ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫ ТУРАЛЫ

Х.Б. ӘБІЛҚАСЫМОВ, геол.-мин. ғылымдарының докторы, ҚР минералдық ресурстар Академиясының академигі

«ГЕО-Мұнай XXI» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, 050050, Алматы қ., Панфилов к-сі, 110, 205 оф

Шөгінді бассейндік тәуелсіз мұнай-газ ауданы болып табылатын Үстірт-Бозашы бассейнінде көмірсутегі шикізатының әлеуетін бағалаудың бассейндік модельдеу нәтижелері келтірілген. Есептеулер бассейндік танымал юра шөгінділеріне арналған көмірсутектер массасының негізгі көзі Орта юра шөгінділері болып табылатынын көрсетті.

Модельдеу нәтижелеріне сәйкес, төменгі юралық және триас көздерінің бастапқы жыныстарының қисық аймақтарында өтеудің ең жоғары дәрежесі байқалады. Сондықтан Үстірт-Бозашы бассейнінің аймағында олардың қол жетімділігі мен сапасы өнеркәсіптік көмірсутек шикізаты шөгінділерінің болуында маңызды фактор болып табылады. Нәтижелер төменгі орталық юра және жоғарғы триас шөгінділерінде генерация көзінің болуын болжайды.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Үстірт-Бозашы бассейні, мұнай және газдың пайда болуы, бассейндік модельдеу, мұнай көзі, триас, төменгі юра, орта юра, бор және палеогендік шөгінділер, коллектор, көкжиек, болжам, перспективаларды бағалау.

ABOUT NEW PERSPECTIVES OF OIL AND GAS CONTENT OF NORTH USTYURT BASED ON RESULTS OF BASIN MODELING

H.B. ABILHASIMOV, Dr. geol.-min. sciences, academician of Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan

GEO-Munai XXI LLC
ap. 205, 110, Panfilov Str., 050050, Almaty, Republic of Kazakhstan

The results are presented of basin of hydrocarbon potential modeling assessment within the Ustyurt-Bozashinsk basin, which is an independent petroleum region of the sedimentary basin. The calculations showed that the main source of the mass of hydrocarbons for the well-known Jurassic deposits of the basin is Middle Jurassic deposits. According to the simulation results, the highest degree of maturity is observed in the Lower Jurassic and (in the curved zones) of the Triassic oil source rocks. Therefore, their availability and quality in the region of the Ustyurt-Bozashinsk basin is a critical factor in the existence of industrial hydrocarbon deposits. The results suggest the presence of the source of generation in the Lower Central Jurassic and Upper Triassic deposits.

KEY WORDS: Bozashinsky basin, oil and gas formation, basin modeling, oil source, Triassic, Lower Jurassic, Middle Jurassic, Cretaceous and Paleogene sediments, reservoir, horizon, forecast, assessment of prospects.

Северо-Устьюртская система прогибов и поднятий, с учетом особенностей геологии и нефтегазоносности в сравнении с сопредельными регионами, при нефтегазогеологическом районировании всегда рассматривалась в качестве самостоятельной нефтегазоносной области. Как известно, основные перспективы нефтегазоносности Устьюрт-Бозашинского осадочного бассейна связаны с юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. Различия в условиях осадконакопления предопределили разный состав углеводородов на западе (морские условия) и востоке (озерно-болотные условия). Однако, это не исключает перспективность как триасовых, так и палеозойских образований.

Основные очаги генерации углеводородов – Мынсуалмасский, Косбулакский, Шалкарский и Самский прогибы. Промышленная газоносность Мынсуалмасского газоносного района доказана открытием Шагырлинского газового месторождения с залежами в эоценовых отложениях.

Нефтегазоносность Шалкарского района доказана открытием Базойского, Кызылойского, Аккулковского газовых месторождений с залежами в эоценовых отложениях, а нефтеносность – открытием в последние годы нефтяных залежей в верхнеюрских и нижнемеловых (апт-неокомский горизонт) отложениях на Аккулковском месторождении. На Южно-Бузачинском, Самском, Косбулакском, Аманжольском, Чурукском перспективно-нефтегазоносных районах пока не открыты нефтяные и газовые месторождения.

Открытие газовых месторождений на территории Узбекистанской части Северного Устьюрта – Куаныш, Карачагалак, Западный Барсакелмес, Акчалак, Урга, которые сконцентрированы на Куаныш-Коскалинском валу, расположенного между Барсакельмесским и Судочим прогибами, подтверждает наши представления о том, что нефтегазосборными являются положительные структуры, контактирующие с глубокими прогибами и мульдами. Месторождения Северная Урга, Сургиль, Северный Арал, Бердах, Учисай, Шагырлык находятся на Тахтакаирском валу, прилегающем к восточному склону Судочего прогиба.

Исходя из этих закономерностей, мы можем высоко оценить перспективы открытия месторождений нефти и газа на Аккулковском, Чурукском, Аральдинском, Байчагырском валообразных поднятиях и Аманжольской седловине.

Проведенные исследования Устьюрт-Бозашинского осадочного бассейна с использованием данных регионального бассейнового моделирования позволили определить сформированный потенциал нефтегазоносных комплексов [1–10].

Для общей схемы бассейнового моделирования было принято, что рассматриваемый бассейн выделяется в качестве самостоятельного элемента нефтегазогеологического районирования территории Казахстана. Территория бассейна имеет четко выраженные ограничения в виде крупных систем разломов и протяженных антиклинальных зон.

Моделирование, проведенное с использованием имеющейся геолого-геофизической информации о строении и развитии бассейна, позволило численно восстановить изменение температуры, степени катагенеза органического вещества (ОВ) и реализации потенциала генерации углеводородов (УВ) материнских свит в процессе их погружения в бассейне и, на этой основе, количественно оценить перспективы нефтегазоносности.

При отсутствии информации по петрофизическим свойствам пород, уплотнение пород и термические характеристики определялись на основе базовых литотипов пород, с учетом пропорций (арифметических или объемных) каждого из типов в породе. В качестве базовых литотипов (песчаник, аргиллит, известняк, мергель и т. д.) в программном комплексе *TemisSuite*[®] использовались типы, разработанные Французским Институтом нефти на основе накопленной информации по основным нефтегазоносным бассейнам (НГБ) мира.

Следует быть объективным и понимать, что рассмотрение всех геологических процессов на данном этапе изученности Северо-Устьюртского осадочного бассейна в рамках одной интегрированной модели было крайне затруднительно. Поэтому в системе моделирования бассейна ограничили численным воспроизведением его термической эволюции, расчетами объемов генерации УВ и грубой оценкой путей и объемов их миграции и аккумуляции.

Геотермические условия нефтегазоносного бассейна, как правило, являются ключевыми для оценки перспективы его нефтегазоносности. Наряду с содержанием органики, два главных фактора, определяющие протекание нефтегенерирующих процессов, – это время и температура. Для определения наиболее вероятного хода генерации нефти был выполнен теоретический анализ ТТИ (Time Temperature Index) Лопатина для двух разрезов Устьюрт-Бозашинского осадочного бассейна: северо-западного и юго-восточного (*рисунки 1, 2*). Результаты анализа ТТИ показывают, что генерация нефти начинается в отложениях, расположенных на глубинах больше 2000 м, при этом выжимание нефти следует ожидать, вероятно, лишь после погружения осадочных формаций ниже 3000 м. Практически о генерации углеводородов мы можем говорить исключительно в отношении палеозойских осадочных формаций. Отложения мезозоя находятся во вступительной фазе преобразований и не дошли еще до стадии выжимания углеводородов.

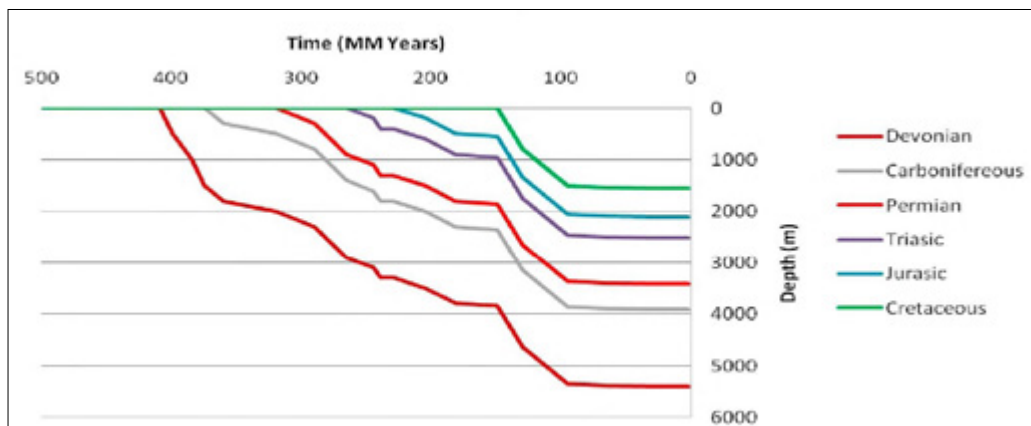


Рисунок 1 – Кривая погружения осадочных комплексов в северо-западной части Устьюрт-Бозашинского бассейна

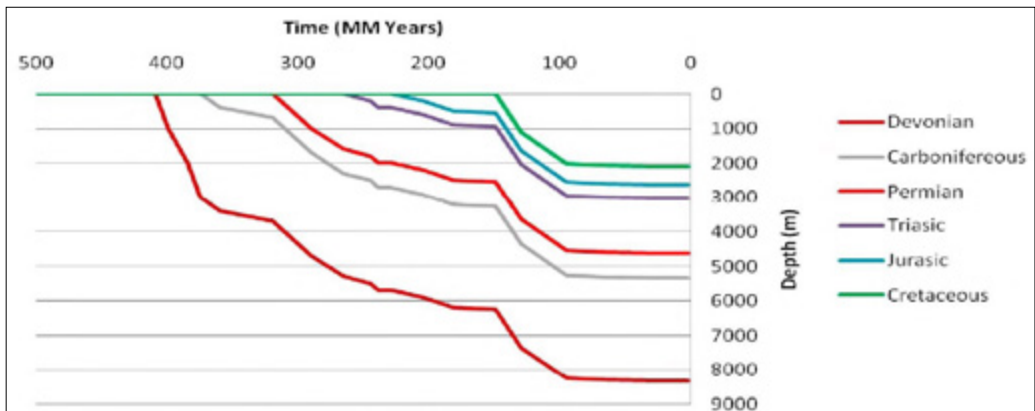


Рисунок 2 – Кривая погружения осадочных комплексов в юго-восточной части Устьурт-Бозашинского бассейна

Первыми процессам генерации и выжиманию были подвергнуты девонские отложения, из которых углеводороды начали миграцию под конец юрского периода, к середине мела они были уже исключительно источником углеводородных газов.

Палеотемпературные условия и степень преобразования пород Устьурт-Бозашинского бассейна довольно изменчивы как по разрезу осадочного чехла, так и по площади распространения отдельных горизонтов. Наиболее жесткие термобарические условия характерны для отложений переходного комплекса. В юрской толще наблюдается некоторое ослабление теплового режима, хотя в отдельных районах в нижних горизонтах средней юры палеотемпературы достигали 180–200°C, а показатель отражения витринита – 1,01–1,27% R_0 . При переходе от юрских отложений к меловым и палеогеновым осадкам происходит довольно резкое снижение палеотемпературы и степени преобразования пород. Отложения мелового возраста на большей части бассейна претерпели воздействия максимальных температур не выше 70–90°C. Значения палеотемпературы отложений палеогена не поднимались выше 60–70°C.

На одних и тех же глубинах в одновозрастных отложениях значения показателя отражения витринита меняются в широких пределах. Так, на глубине 3700 м в юрских породах минимальные и максимальные значения составляют 0,73% R_0 и 1,75% R_0 , соответственно. Значения палеотемпературы составляют, соответственно, 140°C и 225°C. В отложениях карбона и триаса различных районов наблюдаются случаи, когда витринит на меньшей современной глубине залегания преобразован значительно сильнее, чем в одновозрастных осадках, залегающих глубже. Например, витринит каменноугольных отложений на глубине 2350 м имеет показатель отражения 3,94% R_0 , а на глубине 2840 м – 0,76% R_0 . Таким образом, четкая взаимосвязь между отражательной способностью витринита и глубиной погружения осадков не прослеживается.

При анализе степени преобразования пород и ОВ учитывалось не столько глубина залегания пород, сколько своеобразие тектонических и термогенетических условий в отдельных структурных элементах осадочного чехла бассейна.

Таблица 1 – Величины градиентов юрских отложений Северного Устьюрта

Тектонический элемент	Градиент показателя отражения витринита, R_0 /км	Палеогеотермический градиент, °С/км	Современный геотермический градиент, °С/км
Арыстановская терраса	9,1	43,5	24
Косбулакская впадина	8,9	40	32,2
Мынсуалмасская ступень	8,3	36,8	28
Барсакельмесская впадина	19,5	76	23,5

Увеличение палеотемпературы и повышение степени преобразования ОВ и пород происходит с северо-запада на восток и юго-восток. Зона с наиболее низкими значениями палеотемпературами выделяется на западе (Бозашинское поднятие). Залегающие неглубоко (до 500–800 м) в сводовой части поднятия маломощные отложения средней юры преобразованы очень слабо. Максимальные палеотемпературы, воздействию которых подвергались осадки, не поднимались здесь выше 70–75°C. На северном и восточном склоне поднятия с погружением и возрастанием мощности юрских толщ происходит значительное увеличение палеотемпературы и отражательной способности витринита. Нарастание литификации юрских пород наблюдается также в тектонических структурах, сопряженных с Бозашинским поднятием. Так, на площади Мурынсор, расположенной в непосредственной близости от поднятия, в низах среднеюрских отложений на глубине 3250 м максимальные палеотемпературы достигают 150°C, а показатель отражения витринита – 81% R^a , (стадия II – газовая). В северо-восточном направлении от Бозашинского поднятия, на крайнем западе Мынсуалмасской ступени (площадь Култук), показатель отражения витринита на глубине 3300 м равен 80% R^a , а палеотемпературы – 145°C.

Увеличение палеотемпературы при погружении юрских толщ, по-видимому, происходит также в пределах северного склона Бозашинского поднятия, под акваторией Каспийского моря. Относительно слабо прогретая зона выделяется на востоке Мынсуалмасской ступени в районе площадей Ашиктайпак и Шомышты-Шагырлы. Амплитуда погружения подошвы среднеюрских отложений с севера на юг здесь составляет 700–800 м. С увеличением глубины происходит плавное возрастание степени преобразования пород и ОВ. Показатель витринита изменяется на 73% R^a на глубине 2400 м (площадь Шомышты) до 78% R^a на глубине 3100 м (площадь Шаршикудук), а палеотемпературы меняются от 110 до 135°C. Породы юрского возраста в центральной и западной части Мынсуалмасской ступени преобразованы несколько сильнее. На карте это находит свое отражение в смещении палеоизотерм 125 и 150°C к северу, в сторону Прикаспийской впадины.

К югу от Мынсуалмасской ступени, в Бейнеуской впадине, наблюдается постепенное увеличение палеотемпературы и в наиболее прогнутых частях впадины они достигают 175°C. Более резкое повышение палеотемпературы и степени преобразования ОВ происходит в восточном направлении от Мынсуалмасской ступени в сторону Косбулакской впадины. Косбулакская депрессия – один из наиболее

своеобразных районов бассейна, – это блок фундамента, ограниченный со всех сторон высокоамплитудными разломами и погружен на глубину порядка 11–12 км. В пределах Косбулакской впадины накоплены максимальные для данного бассейна толщи отложений платформенного чехла (до 4,5–5,0 км). Подошва среднеюрской толщи вскрыта на глубинах 3750–4100 м. Палеотемпературы на этих глубинах меняются от 160–175°C на северо-западном борту до 190°C на южном борту впадины. Витринитовая органика преобразована до II и III стадии (конец газовой – жирная стадия). Характерно, что в пределах Косбулакской впадины отмечаются высокие современные пластовые температуры. На площади Шикудук в интервале глубин 3700–4100 м современные пластовые температуры меняются от 155 до 175°C и совпадают с максимальными палеотемпературами.

Такая особенность теплового режима связана с тем, что Косбулакская впадина, начиная с юрско-палеогенового и вплоть до современного этапа осадконакопления была областью устойчивого компенсированного прогибания, не сопровождавшегося значительными подъемами и перерывами. Современная глубина залегания юрских толщ соответствует максимальному погружению, а современные температуры – максимальные за всю историю геологического развития данной этой тектонической зоны бассейна. В наиболее погруженных участках бассейна с глубиной залегания подошвы среднеюрских отложений 4,5 км предполагается повышение палеотемпературы до значения 200°C. Восточный борт Косбулакской депрессии, находящийся под акваторией Аральского моря, характеризуется моноклинальным подъемом юрской толщи. В настоящее время данные о характере преобразования ОВ и пород этой части впадины отсутствуют.

К северо-западу от Косбулакской депрессии на карте отмечается быстрое снижение значений палеоизотерм, которое свидетельствует об ослаблении теплового режима (Актумсыкская ложбина). На относительно небольшом расстоянии палеотемпературы изменяются от 160°C в прибортовой зоне впадины до 75°C в районе Северо-Устюртской площади. Показатель отражения витринита юрских пород в пределах этой площади равен 65% R^a на глубинах 2300–2400 м, что соответствует бурогольной стадии преобразования. Современная пластовая температура, измеренная на тех же глубинах, составляет 72°C и почти равна максимальной для этих отложений. При стандартных условиях модели (тепловой поток 0,01 W/m², доминирует II и III тип керогена, и содержание органического вещества от 1,3–2,3%) наибольшая степень зрелости наблюдается в нижнеюрских и (в прогнутых зонах) триасовых нефтематеринских породах. Миграция УВ могла быть как вертикальной, так и площадной, по всему разрезу.

При тепловом потоке 0,03 W/m² для геологических разрезов Токубай-Тунгурсор 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 W/m². **Таким образом, напрашивается вывод о том, что под принятым горизонтом фундамента, возможно, существует дополнительный осадочный комплекс, осуществляющий роль уменьшения теплового потока.** И полученные результаты бассейнового моделирования свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в палеозойском

комплексе, позволяющие рассматривать эти отложения как возможно нефтегазоматеринские.

Органическое вещество триасовых отложений характеризуется высокой степенью преобразованности. Максимальной преобразованности оно достигает в прогнутых глубоких зонах ($TR = 52\%$, $R_0 = 1,3$). Основная реализация генерационного потенциала триасовых нефтематеринских свит происходит в период 100 – 0 Ма. Степень преобразованности органического вещества нижнеюрских нефтематеринских свит изменяется в широких пределах. Максимальной преобразованности оно достигает в нижнеюрских отложениях ($TR 92,5\%$, $R_0 = 1,1$) прогнутых зон. Результаты показывают, что реализация генерационного потенциала значительно растянута во времени и продолжается по настоящее время (100 – 0 Ма). В верхнеюрских отложениях максимальное значение TR достигает 90% только в самой прогнутой части исследуемого разреза. На приподнятых участках юрские отложения характеризуются низкой степенью зрелости $TR = 0,08$. Палеогеновые отложения остаются на современном этапе в данном геологическом разрезе незрелыми на всей территории и не реализовали свой генерационный потенциал.

Предварительные результаты бассейнового моделирования свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в нижнесреднеюрских и верхнетриасовых отложениях на территориях, прилегающих к исследуемому участку.

Основная миграция УВ происходит из Косбулакского прогиба и нефтенасыщенность образуется не в палеогеновой толще, как есть фактически, а в верхнетриасовом комплексе, как показали расчеты. Расхождение фактических и расчетных данных образования резервуара, возможно, связано с прямыми перетоками УВ в эоценовые толщи через каналы трещин и разломов, а также литологически неэкранированные линзы терригенных пород, но которые не закладывались в данном расчете.

Оценка масс генерированных и мигрированных УВ была выполнена по осадочному бассейну с использованием Temis3D®. Оценка производилась по каждому из заданных нефтематеринских интервалов. Нефтематеринскими интервалами были обозначены отложения верхнего триаса и средней юры, для которых были определены соответствующие карты содержания органического вещества и типов керогена.

В результате проведенных расчетов для каждого нефтематеринского пласта, были получены карты масс генерированных, вытесненных и мигрированных УВ (жидкие и газообразные).

Основными нефтематеринскими породами в Устюрт-Бозашинском бассейне являются 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.

Основная масса аккумулированных жидких и газообразных УВ по среднеюрскому комплексу скопилась вокруг и внутри наиболее погруженных частей бассейна. Большая часть аккумуляции сосредоточена в пределах самих прогибов – Кулажатском, Самско-Бейнеуском, Косбулакском и западной части Колтыкского прогиба.

Наряду со среднеюрскими нефтематеринскими породами, отложения верхнего триаса также обладают генерационным потенциалом. Но в случае с верхнетриасо-

выми отложениями, генерационный потенциал является низким, что не позволяет генерировать достаточное количество УВ.

С учетом геологических и геохимических особенностей есть основания предполагать, что основным нефтегазоматеринским комплексом для нефтей месторождений Каракудук, Арыстановское и Комсомольское является юрский комплекс. Юрские отложения представлены сероцветными аллювиально-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 прогиб и др.) осадконакопление в ранней-средней юре происходило 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 нефтематеринские 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 также, 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 нефтематеринские с «бедным» остаточным генерационным потенциалом. В разрезе встречаются пропластки глин с повышенным содержанием ОВ (величина $C_{\text{орг}}$ колеблется от 1,2 до 3,0%).

Из данных следует, что 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.

В настоящее время 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 и верхнетриасовые отложения имеют необходимый уровень зрелости для генерации жидких углеводородов.*

Предварительный бассейновый анализ позволяет сделать следующие предположения.

- Образование нефтяных скоплений в пределах Устюрт-Бозашинского бассейна происходило за счет реализации генерационного потенциала различных по возрасту и фациальному составу нефтематеринских комплексов. Выделены два генетических типа нефтей.

- Для нефтей, выявленных в западной части бассейна (месторождение Култук), наиболее вероятным нефтематеринским комплексом является раннемезозойский. В составе данного комплекса основной генерационный потенциал имели отложения поздне триасово-раннеюрского терригенного прибрежно-морского комплекса, имеющего, согласно геолого-геофизическим данным, достаточно большие мощности (до 1000 м) в пределах Култукского 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.

- Нефти месторождений Комсомольское, Каракудук и Арыстановское, 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.

- 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).

- Анализ генерационных возможностей мезозойских образований показывает, что юрские и триасовые отложения бассейна обладают, в целом, ограниченным по величине потенциалом в связи с небольшой суммарной мощностью материнских пород, небольшим стратиграфическим диапазоном, а также ограниченной площадью распространения.

Для анализа миграции, в данном случае, используются карты плотностей эмиграции (тыс. т/км²) и делается допущение, что миграция УВ из нефтематеринских

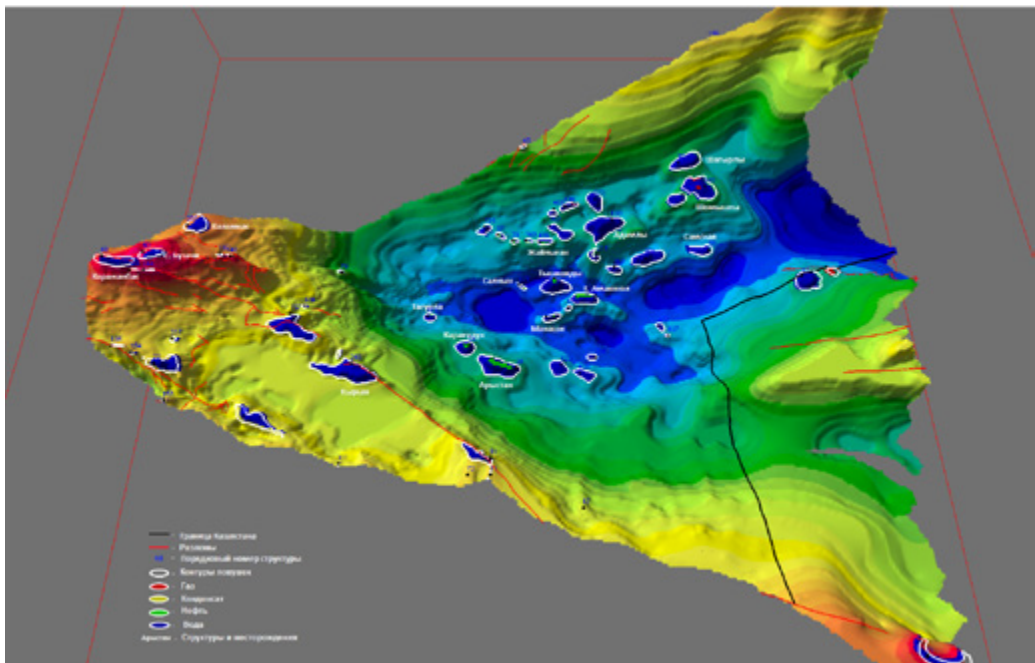


Рисунок 3 – Распределение УВ в ловушках по отражающему горизонту III (кровля юрских отложений)

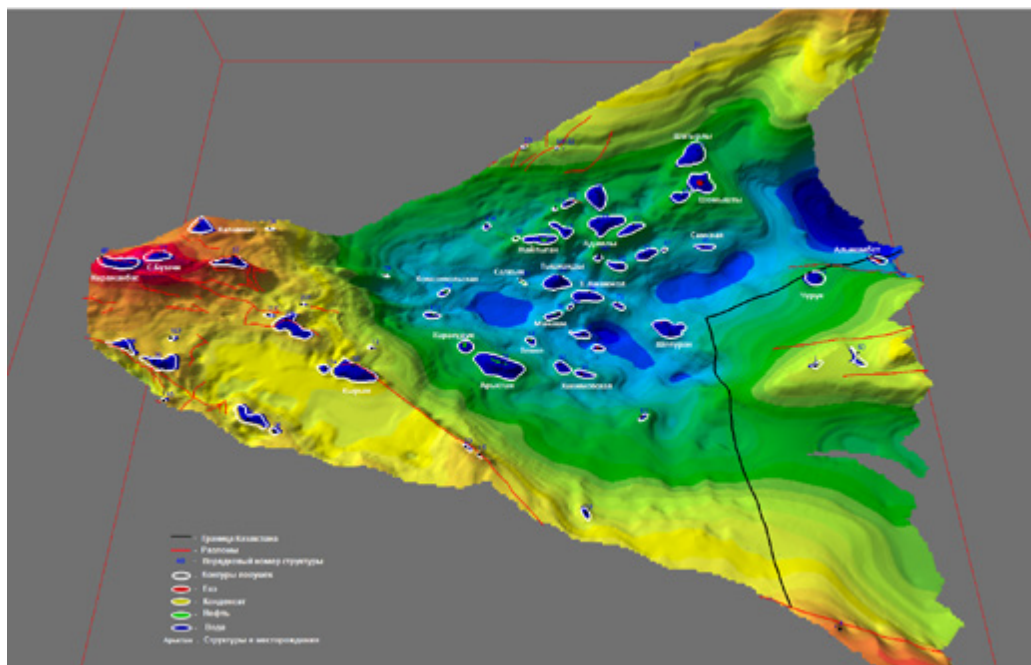


Рисунок 4 – Распределение УВ в ловушках по структурной карте поверхности среднеюрских отложений

слоев в условный коллектор происходит вертикально (вниз или вверх). Дальнейшее распределение УВ в пределах коллекторского пласта определяется структурой и характеристиками порового пространства. На основании структурных характеристик кровли коллекторского пласта в Temis3D® рассчитываются современные площади дренирования (нефте(газо)сборные площади) каждой отдельной структуры и изменение площадей дренирования в процессе геологического развития бассейна.

В результате картографического моделирования были получены карты распределения УВ в ловушках по основным коллекторским горизонтам. На *рисунках 3 и 4* представлены карты распределения УВ в ловушках по отражающему горизонту III и подошве верхнеюрских отложений. Белые замкнутые контуры соответствуют ловушкам, в которых разными цветами обозначены фазовые составляющие УВ: зеленым цветом выделена нефть, красным – газ и синим – вода. Красные линии означают разломы, а черная линия является государственной границей. В первую очередь нужно отметить, что на карте отсутствуют скопления УВ на Бозашинском полуострове, за исключением структур Кырын и Жаманорпа, что, вероятно, говорит о том, что материнские породы для месторождений Каражанбас, Каламкас, Северный Бозаши и др. находятся за пределами исследуемого блока.

Результат картографического моделирования по III ОГ показывает скопление нефти только вокруг Колтыкского прогиба на известных месторождениях (Арыстановское, Каракудук, Комсомольская) и локальных структурах Салкын, Тасорпа, Кырын, Тышканды, Терешковская, Гагаринская и др.). Также, незначительные

скопления нефти присутствуют на структурах Салкын, Жайлыган, Западный Аманжол, Манаши и Тасорпа. Скопления газа наблюдаются на месторождении Шагырлы-Шомышты.

В связи с низким генерационным потенциалом, значительных скоплений УВ по карте верхнетриасовых нефтематеринских пород не наблюдается. Незначительные газовые скопления присутствуют вокруг Колтыкского и Самско-Бейнеуского прогиба.

Проведенная методика подсчета запасов с использованием программного обеспечения «Temis» облегчает и ускоряет процесс подсчета запасов. Программа «Temis» определяет подсчетные объекты, используя заложенные в программу принципы оконтуривания залежей и подсчетных блоков. Анализируя полученные результаты, можно сказать, что программа, используя заложенные в нее исходные данные, определила несколько перспективных структур, некоторые из которых попадают на уже открытые и разрабатываемые месторождения. Результатом подсчета запасов являются суммарные объемы углеводородов в целом по структурам, выделенных программой. Подсчет ведется отдельно по жидким и газообразным УВ, приводятся значения нефтематеринских пород, влияющих на заполнение резервуара.

По результатам моделирования количественная оценка перспектив нефтегазонасности выполнена по двум опорным горизонтам, т. к. в верхнетриасовых отложениях значительных скоплений УВ на данном этапе изученности не выявлено.

Картографическое моделирование основывается на структурных картах и определяет объемы в пределах ловушек. Следует отметить, что картирование ловушек проходит автоматически и полностью зависит от структурных карт, в связи с чем, качество карт полностью отражается на результатах.

На западе региона исследования преобладают нефтяные месторождения в связи с прибрежно-морскими отложениями, тогда как восточная часть образовывалась в условиях озерно-болотного генезиса, что предполагает преимущественно газовые залежи в этом районе. Однако, открытие нефтяных залежей в отложениях неокома и верхней юры на Аккулковском месторождении (Дорис) опровергает данное предположение.

В результате картографического моделирования известные месторождения (Каракудук, Арыстановское и Комсомольское) получили подтверждение. Также необходимо отметить, что возможные значительные скопления нефти указываются на структурах Салкын, Тасорпа, Тышканды, Манаши и Тепке, несмотря на получение отрицательных результатов бурения на ранних этапах их изучения.

Выполненные расчеты позволили оценить для каждой перспективной структуры суммарные извлекаемые ресурсы (млн т) с учетом коэффициента извлечения нефти 30%. Полученные результаты показывают, что с учетом всех факторов риска наиболее перспективными локальными объектами в пределах рассматриваемой территории являются следующие структуры:

- структуры 240, 28 и 40, соответствующие выявленным структурам Кырын, Каракудук и структура № 40 (по кровле юрских отложений);
- структуры 131, 51, 78, 111, 81, 61 и 36, соответствующие выявленным струк-

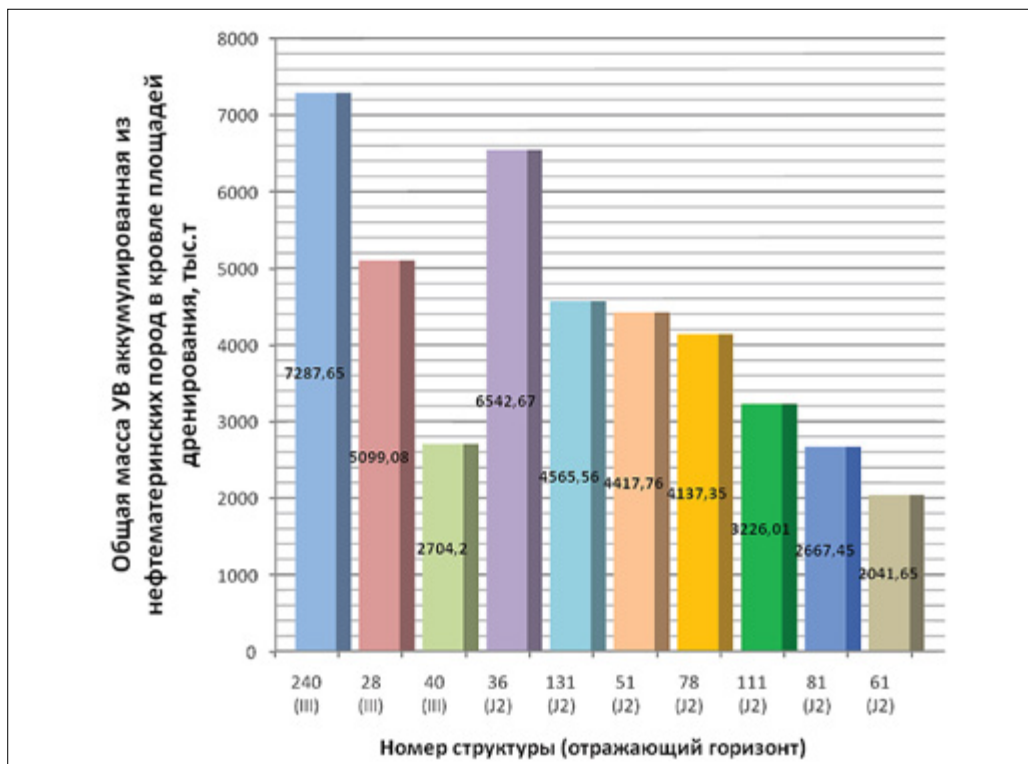


Рисунок 5 – Результирующее ранжирование структур. Суммарные извлекаемые ресурсы, млн т. (коэффициент извлечения нефти – 0,3; газа – 0,5)

турам Салкынская, Каракудук, Комсомольское, Тасорпа, Манаши, Тепке и структура № 36 (по кровле средней юры);


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

В результате осуществленного бассейнового моделирования Устьурт-Бозашинского бассейна выполнена оценка возможностей процессов генерации и миграции УВ из заданных нефтематеринских пород в зоны развития предполагаемых ловушек.

ВЫВОДЫ

По результатам моделирования наибольшая степень зрелости наблюдается в нижнеюрских и (в прогнутых зонах) триасовых нефтематеринских породах. Поэтому их наличие и качество в районе Устьурт-Бозашинского бассейна 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. Моделированием подтверждается низкий генерационный потенциал верхнетриасовых отложений, что отражается в количественной оценке сгенерированных и аккумулярованных УВ. В настоящее время «зрелость» нефтематеринских пород среднеюрских отложений находится на уровне, соответствующем «нефтяному окну» в пределах Косбулакского, Кулажатского и Колтыкского прогиба. Также, в пределах данных прогибов, предполагается, что генерируется наибольшее количество УВ в бассейне в связи с относительно большей погруженностью данных участков по глубине. В результате миграции большая часть УВ аккумулярована вокруг и внутри перечисленных прогибов. Максимальные значения отражающей способности витринита и коэффициента преобразования наблюдаются в разрезе Косбулакского прогиба.

По результатам картографического моделирования Устюрт-Бозашинского бассейна по юрскому комплексу, основные скопления УВ сосредоточены в ловушках, расположенных вокруг Колтыкского прогиба. Также, известные месторождения Арыстановское, Каракудук и Комсомольское получили подтверждение как нефтяные по фазовому составу. Более того, структуры Салкынская, Тасорпа, Кырын, Тышканды, Терешковская и Гагаринская показывают залежи, заполненные значительными скоплениями нефти. 

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. – 1997. – № 4. – Вып. 31. – С. 388–393. [Abidov A. A., Abetov A. E., Kirshin A. V., Avashodgaev H. H. Geodynamic development Kuanysh-Moskalensky tectonic zone in the Paleozoic (Eastern Karakalpakstan) // Petroleum Geology. – 1997. – № 4. – Vol. 31. – P. 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. Y., Lyuke-Ziberman V. I. Structure and petroleum potential of the deep-lying complexes of Central Asia in the geophysical data. – Tashkent: Uzbekistan, 1986. – P. 188.]
- 3 Гризик А.Я. Прогноз нефтегазоносности структурных этажей доюрских отложений Восточного Устюрта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук. – Москва, 2011. [Grisik A. I. Forecast of petroleum potential of the structural floors of the pre-Jurassic deposits of the Eastern Ustyurt. The dissertation on competition of a scientific degree of Cand. geol.– min. sciences. – Moscow, 2011.]
- 4 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. – 1995. – № 10. – С. 9–15. [Kozmodemyanskaya V. V., Salimgereev M. J., Avrov V. P., Vinogradova K. V., Lipatova V. V. Structure of pre-Jurassic structural complex buzachinskiy Peninsula and its petroleum potential // Geology of oil and gas. – 1995. – № 10. – P. 9–15.]
- 5 Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. – М.: Наука, 1980. – С. 152. [Letavin A. I. Foundation young platform of southern USSR. – Moscow: Nauka, 1980. – P. 152.]

- 6 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. Pre-Jurassic complex of Ustyurt and the North Buzachi Peninsula. – Moscow: Nedra, 1985. – P.135.]
- 7 Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Б., Яншин А.И. Допозднепермское развитие восточной и юго-восточной части Прикаспийской впадины // Советская Геология. – 1986. – № 4. – С. 90–100. [Sapozhnikov R.B., Schlesinger A.B., Yanshin A.I. Late Permian the development of Eastern and South-Eastern part of the Caspian depression // Soviet Geology. – 1986. – № 4. – P. 90–100.]
- 8 Филипенко А.И. Верхнепалеозойские породы юго-западной части Аральского моря на сейсмических данных // Геология нефти и газа.– 1990. – № 4. – С. 23–26.
- 9 Хаин Б.Е. Региональная геотектоника – внеальпийская Европа и западная Азия. – М.: Недра, 1977. – С. 360. [Khain B.E. Regional geotectonics-Europe and Western Asia. – Moscow: Nedra, 1977. – P. 360.]
- 10 Ulmishak G. Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan. US Geological Survey Bulletin 2201–B. – 25 pp

