

УДК 553.98(574.13+574.4)

С. М. ОЗДОЕВ¹, Х. Х. ПАРАГУЛЬГОВ²

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ РИФТОГЕННЫХ ЗОН СЕВЕРНОГО УСТЮРТА И ВОСТОЧНОГО КАЗАХСТАНА

Қазақстанның шөгінді алаптарының (ША) даму және эволюция кезеңдері, құрылу ерекшеліктері қаралған. Солтүстік үстірт, Арал және Торғай мұнайлы алаптары және олармен байланысты юралық мұнайгазды аналық таужыныстарының ретроспективті талдауы жүргізілген. Геохимиялық зерттеулерінің мәліметтері бойынша олардың шоғырлану мүмкіндіктері бағаланып, мұнайгазды болашақтығы есептелінген. Болашақтығы орасан зор зоналары және мұнаймен газ іздеуге арналған жергілікті бірінші қатардағы нысандар белгіленген.

Рассмотрены особенности строения, эволюция и этапность развития осадочных бассейнов (ОБ) Казахстана. Проведен ретроспективный анализ развития рифтогенных структур Северо-Устюртского, Аральского и Торгайских нефтегазоносных бассейнов и связанных с ними комплексов юрских нефтегазоматеринских пород. По материалам геохимических исследований оценены их генерационные возможности и рассчитан нефтегазовый потенциал. Определены высокоперспективные зоны и локальные первоочередные объекты поисковых работ на нефть и газ.

Peculiar features of structure, evolution and stages of sedimentary basins development in Kazakhstan are considered. Retrospective analysis was performed of the reef-building structures development in the Northern Usturt, Aral and Tortgai oil-and-gas bearing basins and the associated Jurassic oil-and gas parent rocks. On the basis of geochemical research their generating resources and oil-and-gas potential were estimated. Highly productive zones and local primary areas of oil-and gas search were determined.

Кратко изложены результаты тематических исследований ИГН К. И. Сатпаева за 2003–2005 гг. по изучению геодинамических условий осадконакопления и формирования юрских нефтегазоносных комплексов Северо-Устюртского и осадочных бассейнов Восточного Казахстана. Они располагаются в пределах двух различных по нефтегазоносности надрегиональных геологических элементов Казахстана – Западный и Восточный Казахстан. Граница между ними условно проведена по линии Куландинского (Центрально-Аральского) меридионального глубинного разлома. К западу от данного разлома расположен Северо-Устюртский бассейн, а к востоку – бассейны Восточного Казахстана. Широкое развитие юрских отложений установлено в Северо-Устюртском, Аральском, Южно-Торгайском и сокращенное в Северо-Торгайском, Северо-Казахстанском, Восточно-Илийском, Зайсанском и Прииртышском бассейнах.

В бассейнах Восточного Казахстана из-за слабой изученности юрских отложений и ограниченности по ним аналитических данных исследования проведены только по Аральскому,

Южно-Торгайскому и Северо-Торгайскому бассейнам. Заложение, становление и дальнейшее оформление их формирования в качестве самостоятельных геоструктурных элементов происходит на постгерцинскую эволюцию.

В этой связи необходимо отметить, что завершившаяся на рубеже ранней и поздней перми полная субдукция Уральско-Иртыш-Зайсанского палеоокеанов знаменовала собой консолидацию почти всей территории Восточного Казахстана. Его дальнейшая геодинамическая эволюция характеризуется широкомасштабным проявлением внутриконтинентального рифтогенеза. Результаты анализа материалов геолого-геофизических исследований убедительно свидетельствуют о том, что, как и Северо-Устюртский, большинство осадочных бассейнов Восточного Казахстана также имеет рифтогенную природу.

На всем пространстве Северо-Устюртского бассейна по поверхности фундамента развиты глубинные разломы северо-западного субширотного простирания. Некоторые из них затухают на участке развития Северо-Устюртского разлома в зоне, пограничной с Прикаспийским ОБ.

^{1,2} Казахстан. 050010. г. Алматы, Кабанбай батыра, 69а, Институт геологических наук К. И. Сатпаева.

Он отделяет Южно-Эмбинский максимум силы тяжести от Северо-Устюртского бассейна, а другие четко прослеживаются далее к северо-западу в прибортовых частях Прикаспийского бассейна. В плане эти разломы образуют разнообразные структурные формы – ступени, выступы, поднятия, мульды и широко развитые локальные платформенные структуры линейного характера.

На территории Арало-Каспийского региона в плане также четко вырисовываются линейные рифтогенные структуры, врезанные в поверхность фундамента. Они ограничены субпараллельными разломами типа сбросов или грабенообразными прогибами, морфологии и поверхности которых сочетаются между собой пологими изгибами, моноклиналями и разломами. Последние осложнены внутриграбеновыми нарушениями, затухающими у границ структурных элементов.

Линейные рифтогенные структуры, наблюдаемые в Арало-Каспийском регионе по поверхности фундамента, имеют северо-западное простирание, продолжаясь к юго-востоку в Каракалпакскую часть Устюрта и далее уходя в акваторию Аральского моря.

В тектонической структуре Арало-Каспийского региона с запада на восток расположены северо-западного простирания линейные рифтогенные структуры Култукская, Самская и Косбулакская. Их северная граница проходит вдоль Южно-Эмбинского максимума, а южная сочленяется с Арстановской ступенью и Касарминским поднятием. В связи с этим занимаемая ими площадь определяется по государственной границе Республики Казахстан с Каракалпакией.

Региональную структуру фундамента Устюртского ОБ формирует Арало-Устюртский массив байкальской консолидации. На востоке по Центрально-Аральскому тектоническому шву он сочленяется с Арало-Торгайским массивом. Данная шовная структура проявляется в субмеридиональных разломах и приразломных дислокациях, лежащих на продолжении Уральской складчатой системы в центральной части акватории Аральского моря.

Тектонически структура осадочного чехла казахстанской части исследуемого региона образуется крупным Северо-Устюртским прогибом, распадающимся с запада на восток на депрессии меньшего размера (Култукская, Самская и Косбулакская), разделенные небольшими сво-

дами. Более значительная по площади восточная часть последней из них покрыта водами Аральского моря.

Осадочный чехол Северо-Устюртского бассейна уверенно расчленяется на два структурных этажа: нижний, переходный или квазиплатформенный, в стратиграфическом объеме верхнепалеозойско-нижнетриасовых (Pz_2-T_1) и верхний ортоплатформенный в объеме среднетриасово-неоген-четвертичных отложений (T_2-N-Q).

Однако детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности локальных поднятий Северо-Устюртского бассейна, главным поисковым объектом которых являлся юрский комплекс пород, показало, что модель двухъярусной структуры для его осадочного чехла представляется слишком упрощенной. Следствием подобного подхода явилась неадекватность отражения геологического строения данного ОБ, его эволюции и принципиально важных моментов обоснования потенциала его нефтегазоносности. Наряду с этим практика поисковых работ данного региона показывает, что скважины, заложенные на локальных поднятиях, установленных по III отражающему горизонту (подошва мела), не всегда попадают в благоприятные структурные условия из-за смещения структурных планов вниз по разрезу.

Сравнительный анализ геолого-геофизических данных, особенностей геологического строения и тектонического развития Северо-Устюртского, Аральского и Южно-Торгайского нефтегазоносных бассейнов позволяет вполне уверенно говорить о рифтогенной их природе и трехстадийности развития. Необходимо отметить, что рифтогенез для осадочных бассейнов, формирующихся на массивах устойчивой консолидации, в большинстве случаев представляет собой начальную стадию их эволюции.

Как известно, рифтогенез является посторогенным этапом развития осадочных бассейнов, предшествующим их платформенной эволюции. В геологических разрезах областей устойчивой консолидации (срединные массивы) орогенный этап фиксируется длительным перерывом в осадконакоплении и интенсивной денудацией, а в зонах неустойчивой консолидации (смежные прогибы) – формированием разнообразных по литологическому составу осадочных комплексов значительных толщин, переслаивающихся с оро-

генными формациями.

Анализ геолого-геофизических материалов рассматриваемого и сопредельных регионов показывает, что рифтогенная стадия развития является не случайным звеном в тектонической эволюции осадочных бассейнов, а представляет собой геологически закономерный этап их развития, предшествующий платформенному.

Положение рифтогенного комплекса Устюртского бассейна в разрезе и его стратиграфический объем четко определяются возрастом фундамента. Наиболее мощный юрский рифтогенный комплекс развит в Северо-Устюртской части Арало-Каспийского региона, где его общая толщина составляет порядка 1,5 км. В максимальных толщинах он представлен в Северо-Устюртском прогибе, где трансгрессивно перекрывает пермо-триасовые образования, выполняющие погребенные грабены, врезанные в байкальский фундамент. Его перекрывает мел-неогеновая часть платформенного чехла мощностью до 4 км.

В пределах Северо-Устюртского бассейна геологическое строение триас-юрского рифтогенного комплекса (распространение, тектоническое развитие, литологическое разнообразие и структурно-стратиграфические соотношения с подстилающими и покрывающими комплексами пород) контролируется погребенной сетью разломов. Она практически не проявляется в платформенном чехле, покрывающем рифтогенный комплекс.

На территории Устюрта рифтогенные структуры закладывались на протяжении достаточно длительного времени. Начальная стадия их заложения, вероятнее всего, приходится на девонский период. На это указывают комплексы палеозойских отложений, сохранившиеся в прогнутых участках, где их толщины достигают 8 км. Территория блоков устойчивой консолидации (обширная область в полосе, располагающейся южнее нижнего течения реки Эмбы, – Култукский, Самский и Косбулакский блоки) значительно позднее зон неустойчивой (Предуралье, граничащие с Прикаспийским бассейном, районы Шолькара, Аррадунга и Шошкаколя) была охвачена рифтогенезом.

Резкое увеличение мощности квазиплатформенного чехла по-видимому не может быть объяснено только формированием крупных кон-

седиментационных прогибов триасового времени. Вероятнее всего, это является доказательством залегания здесь субгоризонтально ниже верхнепалеозойско-триасового комплекса осадочных отложений верхов нижнего палеозоя, образующих чехол байкальского или более древнего возраста срединного массива. Наряду с этим необходимо также помнить и о том, что в глубокопогруженных зонах мобильных блоков не исключается возможность подъема нижней границы осадочных толщ, обусловленного процессами их регионального метаморфизма и гранитизации. Естественно, что вследствие стабилизации земной коры области проявления этих процессов сокращались от одного тектонического цикла к другому. Для территории Устюрта доказательством инъецирования вулканического материала в осадочную толщу служит вскрытие на Арыстановской площади скв. №109 дайки диабазового порфирита. Теперь уже достоверно установлено присутствие интрузивных породных ассоциаций в толщах платформенных образований пород нижней перми и карбона, вскрытых скважинами в пограничной с Устюртом полосе на Южной Эмбе, Бузачах и Каракалпакской части Устюрта, аналогичных нефтегазоносным отложениям Волго-Уральской области.

На всем протяжении юрской эпохи в исследуемой области сохранялись прибрежно-морские условия осадконакопления. При этом ее рифтогенные структуры периодически выполняли роль озерных ванн, являвшихся зонами накопления субаквальных озерно-болотных осадков, обогащенных гумусовым и сапропелево-гумусовым органическими веществами.

Рифтогенные структуры, заложившиеся в толще палеозойского чехла, характеризуются упрощенным или редуцированным стилем развития. Они прошли ускоренную фазу раздвига, завершившуюся в киммерийскую эпоху тектогенеза в ранней или средней юре. Затем последовали тектоническая стабилизация, перерыв в осадконакоплении, сопровождавшийся денудацией этих структур на различную стратиграфическую глубину, и трансгрессивное их перекрытие мел-неогеновым платформенным комплексом осадков.

Вместе с тем особенности редуцированного развития рифтогенных структур Устюртского бассейна, формировавшихся в палеозойском чех-

ле, не могли резко снизить перспективы их нефтегазоносности. Обосновывается это тем, что все они соответствуют трем основным критериям генерации и аккумуляции УВ: 1) накопление достаточного объема нефтегазоматеринских пород (НГМП); 2) вхождение НГМП в «главную зону нефтеобразования» (ГЗН) и «главную зону газообразования» (ГЗГ); 3) надежное экранирование нефтегазоносных комплексов.

Однако этим критериям не в полной мере удовлетворяют относительно небольшие объемы осадочного заполнения данных структур (первые тысячи км³); небольшие глубины их залегания (до 1 км), исключая их вхождение в «главные зоны нефте- и газообразования»; размещение этого типа структур в виде разобщенных и значительно удаленных друг от друга геологических тел, перекрытых маломощным платформенным чехлом в краевых частях осадочного бассейна. Этим категориям в соответствии с глубинами залегания не отвечает также палеогеновый комплекс пород, обладающий промышленной газоносностью и достаточно большой мощностью на северо-восточной окраине Северного Устюрта.

В Северо-Устюртском нефтегазоносном бассейне палеозойский рифтогенный комплекс, выделяющийся по результатам сейсмических исследований, наиболее мощно развит в осложняющих его осевую часть Култукском, Самском, Косбулакском и Кошкаратинском прогибах. Рифтогенные толщи верхнего палеозоя здесь выполняют крупные погребенные грабены, установленные в основании осадочного чехла на глубинах до 12 км (Косбулакский), 11 км (Култукский), 9 км (Самский) и 6 км (Кошкаратинский). Данные грабены довольно хорошо изучены сейсморазведкой, а заполняющий их мезозойско-кайнозойский осадочный чехол – рядом скважин, пройденным на отдельных локальных поднятиях. Общая площадь прогибов данного ОБ составляет приблизительно 60 тыс. км². В соответствии с характером поведения поверхности фундамента структурный план палеозойских грабенов аналогичен юрским грабен-синклиналям, что указывает на общность механизмов их формирования. По каскаду разрывных нарушений к внутренним частям грабенов поверхность фундамента ступенями погружается, образуя уступы амплитудой до 1,5–2 км. На выступах, разделяющих гра-

бены, поверхность фундамента залегает на глубинах 2–4 км. На склонах выступов она перекрыта палеозойскими, а на их сводах – преимущественно триас-юрскими отложениями.

Палеозойский рифтогенный комплекс (С-Р₁), выполняющий грабены и грабен-синклинали аналогично юрскому рифтогенному комплексу Южно-Торгайского бассейна, трансгрессивно перекрывает бортовые уступы стратиграфически более молодыми секциями разреза, а на сводах горст-антиклиналей он налегает на выступы фундамента. В грабенах он перекрывается почти 1,5 км красноцветной молассой верхней перми и нижнего триаса (Р₂-Т₁), а на его выступах – толщинами лишь первые десятки метров. Палеозойский рифтогенный комплекс изучен также южнее Косбулакского прогиба на Кассарминском выступе в Каракалпакской части Устюрта. В изученной части разреза он представлен углисто-кремнистыми известковистыми аргиллитами, темно-серыми углистыми и светлыми органично-обломочными известняками, углисто-карбонатными сланцами и сероцветными песчаниками. В его строении участвуют также вулканогенные образования: туфы, туффиты и эффузивы основного состава, занимающие подчиненное положение.

В пределах Северо-Устюртского бассейна рифтогенные отложения карбона и нижней перми (С-Р₁) характеризуются повышенными содержаниями ОБ и высокой степенью катагенетической преобразованности, залегая в большинстве уже на глубинах «главной зоны газообразования». Палеоструктурный анализ данного комплекса рифтогенных отложений Северо-Устюртского бассейна показывает, что уже к началу меловой эпохи он вступил в «ГЗН». Вместе с тем предварительная оценка прогнозных ресурсов углеводородов палеозойского комплекса пород в целом обнадеживающая. Большая часть их УВ могла принять участие в формировании потенциала промышленной нефтегазоносности мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Следует отметить, что в связи с неоднократным уменьшением объемов финансирования научно-исследовательских работ пришлось резко сократить стратиграфический диапазон оценки генерационных возможностей осадочного чехла, ограничившись наиболее изученными юрскими нефтегазоматеринскими толщами. Кроме того,

это было вызвано еще и тем, что юрский комплекс пород является регионально нефтегазоносным во многих осадочных бассейнах Казахстана. Фактической основой для выбора именно этого стратиграфического уровня в качестве эталонного послужили как значительный объем геолого-геофизических материалов, накопленных по нему, так и наличие большого объема аналитических данных. Систематика и комплексный анализ результатов этих исследований дали возможность установить четкие диагностические признаки условий накопления НГМП юрских отложений и оценить генерационный потенциал их нефтегазопроизводящих комплексов. Данные комплексы были выделены с учетом как условий их осадконакопления, так и высокой степени изученности характера распределения органических веществ по их разрезу.

В этой связи региональное распространение, достаточно большие мощности юрских отложений и широкое развитие в их составе НГМП представляют практический интерес в плане открытия скоплений нефти и газа.

Накопление мощных разнофациальных комплексов юрских отложений на отдельных этапах развития рифтогенных зон Северного Устьурта в целом свидетельствует о высокой продуктивности этих пород. Наряду с этим во всех трех отделах юрской системы двенадцати изученных площадей Северного Устьурта по значительным содержаниям органических веществ, углеводородов, различных по типам битумоидов, высоким коэффициентам битуминизации и повышенным концентрациям закисных форм железа установлены толщи НГМП. Помимо этого, в результате проведенных работ в Устьуртско-Торгайском регионе прослежены различные диагенетические условия формирования нефтегазоматеринских толщ юрских отложений как по всей его площади, так и на всю глубину их геологического разреза.

По результатам палеогеологических исследований региона и динамике развития процессов генерации УВ установлено, что в настоящее время основной объем юрских пород находится в «главной зоне газообразования». Результаты геохимических и битуминологических исследований свидетельствуют о том, что юрский комплекс пород является нефтегазопроизводящим, а составленные графики катагенеза органических

веществ показывают, что он находится или частично прошел «ГЗН».

Анализ результатов геохимических исследований позволяет сделать вывод о том, что нижнеюрские отложения содержат толщи нефтегазоматеринских пород и могут содержать как сингенетичные, так и эпигенетичные комплексы углеводородов. Однако на территории Устьурта они не могли продуцировать значительные количества нефти и газа из-за малых толщин их разреза, сохранившегося от денудации.

Среднеюрский комплекс пород как Устьуртского, так и большинства осадочных бассейнов Восточного Казахстана характеризуется высокими содержаниями органических веществ, битумоидов и повышенными значениями битумных коэффициентов. Наряду с этим результаты комплекса геохимических исследований показывают, что данные породы накапливались преимущественно в восстановительных условиях.

На всей исследованной территории комплекс диагностических признаков указывает на высокие генерационные возможности среднеюрских НГМП, которые к верхнемеловому времени уже вступили в «главную зону нефтеобразования».

Диагностические признаки верхнеюрских пород убедительно показывают, что данный комплекс отложений по сравнению со среднеюрским обладает несколько меньшими потенциальными возможностями, но значительно большими, чем нижнеюрские. Время вступления верхнеюрских НГМП в «главную зону нефтеобразования» приходится на начало палеогенового периода.

Систематика и обобщение результатов геохимических и битуминологических исследований более чем 500 образцов пород ряда локальных структур Северного Устьурта позволили установить, что в его пределах в толщах осадков всех трех отделов юрской системы содержатся толщи осадков, которые можно классифицировать в качестве новых нефтепроизводящих свит. Из их числа отложения средней юры могут рассматриваться не только как имеющие региональное распространение, но и как обладающие наиболее высоким генерационным потенциалом и продуктивностью. Породы нижнего и верхнего отделов юрской системы не имеют такого повсеместного распространения, поэтому на отдельных участках Северо-Устьуртского ОБ их генерационный потенциал носит ограниченный харак-

тер. Однако открытие на некоторых площадях данного региона залежей нефти в толще отложенной верхней юры, вероятнее всего, позволяет не только усомниться в таком выводе, но значительно выше оценить перспективы их нефтегазоносности.

Анализ геолого-геофизических материалов Устюртского и Арало-Торгайского регионов свидетельствует о том, что в толщах их верхнепалеозойских и нижнемезозойских структурных комплексов развиты системы линейных грабеннообразных прогибов и депрессий, соседствующих с протяженными валлообразными поднятиями. Осадочное заполнение данных геоструктур, их морфология и особенности развития показывают, что они формировались в условиях растяжения литосферы и в большинстве случаев представляют собой рифтогенные структуры.

На разных этапах развития осадочных бассейнов по мере их погружения накопившийся комплекс отложений вовлекался в зоны генерации углеводородов. На территории Северного Устюрта вырисовываются три района генерации и аккумуляции УВ: первый – это полоса расположения Култукского, Самского и Косбулакского прогибов; второй – это полоса, протягивающаяся в субширотном направлении от Барсакельмесской впадины до залива Комсомолец восточного побережья Каспийского моря, но менее выраженная в плане; третий – это полоса, центроклинально замыкаясь, протягивающаяся к юго-востоку от залива Кошак Каспийского моря вдоль северной границы дроблений Центрально-Устюртского разлома.

Для Аральского региона в качестве аналогичных структур выступают Арало-Кызылкумский вал и сопряженный с ним Центрально-Аральский прогиб, которые контрастно вырисовываются в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений. Первый из них представляет собой региональную зону аккумуляции, а второй – область генерации углеводородов. Именно эти геоструктурные элементы являются наиболее перспективными и представляют собой первоочередные объекты для постановки нефтегазопроисследовательских работ.

В целом анализ собранных геолого-геофизических материалов и расчеты, выполненные по результатам комплекса проведенных геохимических исследований, позволили провести оценку углеводородного потенциала и прогноза неф-

тегазоносности юрских отложений Устюртского и Арало-Торгайского регионов. Наряду с этим было проведено нефтегазогеологическое районирование исследованных бассейнов. Помимо этого, интерпретация результатов проведенных работ позволила в этих регионах наметить высокоперспективные зоны, а в их пределах рекомендовать локальные структуры в качестве первоочередных объектов нефтегазопроисследовательских работ.

В связи неоднократными изменениями объемов финансирования и соответственно рабочих программ научных исследований ИГН им. К. И. Сатпаева в 2003–2005 гг. не освещенными остались комплексы пород кайнозойских и доюрских образований.

Открытие месторождений углеводородов промышленного характера в доюрских отложениях Южно-Мангистауского бассейна и северо-запада Каракалпакии свидетельствует о высоком их генерационном потенциале и уникальных возможностях в плане нефтегазоносности. Нефти юрских и доюрских отложений этих районов близки по составу, на что указывают результаты их изотопных анализов. Последнее служит определенным доказательством вертикальной миграции углеводородов из доюрских отложений по различным ослабленным зонам. Это, в свою очередь, обеспечивает возможность правильного выбора направлений исследования нефтегазоносности доюрских пород.

Запасы месторождений нефти, выявленные в толще доюрских отложений, не отвечают их потенциальным возможностям. Достаточно убедительным объяснением этому служит тот факт, что на долю этих образований приходится почти две трети осадочного заполнения бассейнов Устюртско-Торгайского региона. Однако в связи с большими глубинами залегания (в среднем около 5 км) и сложностью тектонического строения геологоразведочные работы, проводимые на комплекс доюрских образований, пока малоэффективны.

Результаты тематических работ убедительно показывают, что при планировании дальнейших исследований необходим системный анализ всех материалов, базирующийся на комплексировании геодинамических условий, состояния флюидалных систем нефтегазоносных бассейнов и особенностей их геологической эволюции.

Подобный подход к решению данных проблем даст возможность установить достоверную картину процессов генерации углеводородов, формирования и сохранения месторождений углеводородов и резко повысить эффективность