

С.М. ОЗДОЕВ¹

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КАЗАХСТАНА

Қазақстан өлемдегі мұнай өндірудегі көне аудандардың бірі болғанымен, сол уақытта іске аспаған ірі көмірсүтек болжамдық ресурстарына ие. Мұнайгаз геологиясында жана мәліметтер бойынша толық зерттеулер жүргізілген және стратиграфиялық диапазонда жеке кепендердің генерациялық шамасын қарастырылуына үқсас, бассейндердің шегінді қабаттарының жиналу ерекшеліктері, мұнайгаздылық қабаттарды анықтауга мүмкіндік берді және көмірсүтектің генерация аймақтары белгіленеді.

Являясь одним из старейших нефтедобывающих районов мира, Казахстан обладает в то же время крупнейшими нереализованными прогнозными ресурсами углеводородов.

Проведенные детальные исследования по новейшим данным нефтегазовой геологии и особенности накопления осадочных толщ бассейнов в совокупности с рассмотрением генерационного потенциала отдельных комплексов в стратиграфическом диапазоне, позволили выяснить нефтегазоматеринские толщи углеводородов.

Being one of the oldest oil-extracting areas of the world, Kazakhstan possesses at the same time the largest non-realised undiscovered potential resources of hydrocarbons.

The carried out detailed researches on the newest data of oil and gas geology and feature of accumulation of sedimentary thicknesses of pools in aggregate with consideration generation potential of separate complexes in stratigraphic range, have allowed to find out oil and gas forming thicknesses and to plan zones of generation of hydrocarbons.

Прикаспийский бассейн. В настоящее время оценить общую величину генерационных возможностей подсолевого разреза и выделенных материнских комплексов в частности, на большей части внешней и внутренней зон северного борта Прикаспийской впадины можно только приблизительно. Это обусловлено недостаточной изученностью площадного распространения материнских пород. Основной объем бурения был сосредоточен в пределах поднятий и выступов фундамента, которые являются зонами аккумуляции, или в зонах бортовых уступов разного возраста, с которыми связано образование органогенных (рифовых и других) структур. Вероятные нефтегазоматеринские комплексы, в отличие от таких обстановок, как правило, связаны преимущественно с устойчиво прогибающимися зонами.

Основные генерационные комплексы пород могут быть связаны с унаследовано развивающимися прогнутыми зонами, располагавшимися между устойчиво поднятыми блоками, где накапливались глинисто-карbonатные комплексы в условиях полуизолированных водоемов с застойными водными режимами, благоприятными для

накопления и сохранения органического вещества. В связи с этим, характер площадного распространения вероятных материнских комплексов может быть установлен пока только на основании геолого-геофизических данных. Однако, возрастной интервал вероятных материнских пород определяется достаточно уверенно, они связываются преимущественно со среднедевонским и отчасти верхнедевонским комплексами. Относительно распространения этих комплексов в центральные части Прикаспийского бассейна в настоящее время могут быть сделаны только предположения на основании геофизических материалов.

По данным Э.С. Воцалевского величина углеводородного генерационного потенциала отложений среднего девона, по данным анализа Рок-Эвал, составляет от 0,16 до 30 мг/г, в среднем - 5,8 мг/г, что позволяет рассматривать породы в качестве высокопродуктивных, обладающих высоким генерационным потенциалом. В отложениях позднего девона верхний предел генерационного потенциала ниже - 23 мг/г, однако средняя продуктивность нефтематеринских пород

¹⁻⁵ Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра 69 а, Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева.

выше - 7,6 мг/г. Каменноугольные и пермские образования обладают значительно меньшим потенциалом, лишь один образец из турнейских глинистых отложений обладает продуктивностью до 16,6 мг/г, в остальных случаях эта величина не превышает 1 мг/г, несколько выше эти величины в нижнепермских отложениях до 2 - 3 мг/г. В среднем величина генерационного потенциала для пород каменноугольно-нижнепермского возраста составляет 2,5 мг/г.

Суммарная мощность нефтематеринских отложений в среднедевонском комплексе изменяется от 150 до 330 м, составляя в среднем 250-300 м, среди пород верхнего девона нефтепроизводящие породы предположительно имеют меньшее распространение, их суммарная толщина колеблется от 0 до 260 м, в среднем принимается 80 м.

По показателю генерационного потенциала девонские отложения сопоставимы с известняками нефтематеринскими породами и можно полагать, что скопления углеводородов в верхнепалеозойских подсолевых отложениях северного борта Прикаспия были образованы за счет генерационного потенциала преимущественно девонских отложений (средний - верхний девон).

В восточной части Прикаспийской впадины по результатам исследования биомаркеров установлено присутствие двух групп нефтей, что дает основание говорить о существовании двух основных нефтематеринских комплексов.

В северной части Темирского массива верхнедевонские породы перекрыты карбонатами позднего визе. Южнее (площади Кумсай и Сев. Бозоба) на верхнедевонских карбонатах залегают серпуховские известняки с гамма-активной пачкой (20 м) туфогенных глин в основании. Общая мощность вскрытых карбонатных отложений среднего - верхнего девона от 1170 м до 700 м.

Отсутствие аналитических данных по девонским отложениям в этой зоне не позволяет судить однозначно о них, как о нефтематеринских породах. Тем не менее, маломощные отложения девонского возраста, вскрытые скважиной Восточный Акжар, 5, представленные темноцветными карбонатно-терригенными образованиями, имеют содержание органического углерода от 0,3 до 1,2 % и концентрацию растворимой части РОВ от 0,005 до 0,025 %. В пределах данной структуры они обладают небольшой мощностью и говорить о каком-либо генерационном потенциале не приходится. Однако, распространение этих ком-

плексов на восток и увеличение мощности в северо-восточном направлении дают основание предполагать, что эти породы обладали значимым генерационным потенциалом в Темирской зоне.

Анализ всех имеющихся материалов дает основание говорить, что наиболее вероятными материнскими породами для нефти «карбонатного» типа могут являться породы среднего(?) - верхнего девона, сложенные преимущественно различными известняками с прослоями мергелей и глинистых пород. Области возможного распространения материнских пород этого возраста ограничивается районом Темирского свода. В эйфель-нижнефранское время в зоне Темирского массива мощность преимущественно карбонатного по составу комплекса составляла от 500 до 1300 м, причем наибольшие мощности смешены к Кенкиякскому (Темирскому?) разлому.

В Жанажол-Торткольской зоне происходит фациальное замещение карбонатного комплекса мощной терригенной толщей верхнедевонско-ранне-визейского возраста. К востоку, в Примугоджарье, на Изембетской складке этот комплекс был выделен Р.Г. Гарецким (1962) как изембетская серия. В формационном отношении он близок граувакковой зилаирской серии Урала.

Мощность сероцветной терригенной толщи верхнего девона на Изембетской структуре достигает 1540 м. Нижнекаменноугольные отложения имеют мощности до 1500 м. В составе этих отложений выделяются горизонты с преобладанием темных глинистых пород, обогащенных органическим веществом до образования тонких углистых прослоев. Эти породы формировались в мелководных морских условиях при наличии большого числа местных источников сноса. Турне - визейский комплекс сохраняет основные черты и имеет признаки граувакковой и угленосной формаций. В краевой приуральской части восточного борта комплексы позднего девона - раннего карбона характеризовались высокими скоростями накопления (более 85 м/млн. лет) и разубоживанием органической составляющей. В связи с изложенным они, по-видимому, не являлись производящим комплексом.

В пределах восточного склона Астраханско-Актюбинской зоны поднятий одновозрастные терригенные породы имели более тонкозернистый состав по сравнению с краевыми частями и меньшие мощности. Отложения турнейского яруса, вскрытые на площади Кожасай (скв. ПГС-1), прослеживаются по сейсмическим данным до

приосевой части Астраханско-Актюбинской зоны. Эти отложения представлены преимущественно терригенными образованиями - песчаниками, алевролитами, аргиллитами с редкими маломощными терригенно-карбонатными прослойями. В возрастном отношении они соответствуют верхней части изембетской серии.

Следует отметить породы нижнепермского возраста, которые обладают высоким генерационным потенциалом в Акжар-Коздысайской НГЗ. Содержание органического углерода в большинстве случаев превышает 1-2 %, достигая максимальных значений до 5-10 %. Такого типа породы обычно представлены тонким переслаиванием мелководных песчаников, алевролитов и аргиллитов, с редкими терригенно-карбонатными прослойями.

По данным Рок-Эвал нижнепермские отложения большей части Маткен-Коздысайского НГР и особенно его северной и северо-восточной частей обладают значительным нефтегенерационным потенциалом. По ряду показателей они сопоставимы с отложениями среднего - верхнего девона северной бортовой зоны, обладающими высокими характеристиками, но имеют существенно более низкую термическую зрелость. Выход УВ при пиролизе достигает 37 мг/г породы. Водородный индекс в некоторых случаях имеет значения более 600, что отражает высокую продуктивность керогена в отношении генерации жидких УВ. Суммарный выход УВ при пиролизе составляет в среднем 4,6 мг/г породы.

Нижнепермский (докунгурский) нефтегазоносный терригенный комплекс имеет региональное распространение, однако в разных частях Астраханско-Актюбинской НГО обладает различной продуктивностью и величиной генерационного потенциала материнских отложений. В пределах Темирского НГР и Жанажольской НГЗ сокращение мощностей нижнепермских отложений сопровождается возрастанием доли грубоэрозионных образований и снижением концентраций рассеянного органического вещества и соответственно величины генерационного потенциала.

В пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины, в Шолькаринской, Тортайской и Ушмолинской НГЗ на многих локальных структурах в процессе поисково-разведочных работ в подсолевых отложениях были получены нефтегазопроявления и открыты незначительные по размерам скопления. В этом районе преимущественным распространением пользуются

нефти группы В, обладающие рядом отличительных признаков по сравнению с нефтями восточной бортовой зоны. Генетически они так же связаны с материнскими породами кластического состава.

К настоящему времени отложения позднего палеозоя здесь достаточно хорошо изучены бурением, вскрыты породы от девона до раннепермского возраста.

Данные по содержанию органического вещества в породах свидетельствуют, что в пределах северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия отдельные горизонты каменноугольного и раннепермского возраста, в частности терригенные отложения турнейского и визейского ярусов, аргиллиты среднего карбона и артинского яруса, имеют повышенные средние концентрации Сорг. (до 1.1 - 1.4 %). Карбонатные отложения среднекаменноугольного времени и позднего карбона - ранней перми имеют очень низкие средние концентрации органического углерода, что отражает практическое отсутствие у них генерационных возможностей, низким потенциалом обладают отложения верхнего девона.

В подсолевом разрезе Ушмолинской НГЗ глинистые породы, за исключением отдельных горизонтов раннепермского и раннекаменноугольного возраста, содержат невысокие концентрации органического вещества (в среднем менее 1 %). В составе рассеянного органического вещества велика доля гумусового ОВ, снижается доля аморфного сапропелевого материала. По направлению к Астраханско-Актюбинской зоне количество органического вещества в отложениях нижнего карбона несколько возрастает - до 1.5 % (Биикжал), хотя в целом породы и здесь имеют средний генерационный потенциал.

Данные анализа Рок-Эвал, полученные для образцов Ушмолинской, Шолькаринской, Тортайской и других зон юго-востока Прикаспия показали, что в целом подсолевые отложения имеют ограниченные возможности в отношении генерации УВ. Причем, менее благоприятны в этом отношении породы нижней перми. Суммарный выход УВ при пиролизе (S_1+S_2) в среднем составляет 1,2 мг/г, что отвечает уровню бедных нефтематеринских пород (площади Ушмола, Маткен, Улькентобе).

Породы каменноугольного возраста обладают несколько более высокими показателями, суммарный углеводородный потенциал изменяется от 0,7 мг/г до 19,1 мг/г, в среднем составляя

3,3 мг/г породы, что соответствует посредственному качеству материнских пород.

Таким образом, полученные данные позволяют говорить, что подсолевые комплексы каменноугольного и раннепермского возраста в юго-восточной части Прикаспийской впадины обладают, в целом, ограниченным по величине генерационным потенциалом, что обусловлено невысокими концентрациями и неблагоприятным составом органического вещества. Ограничность ресурсов нефти и газа на этой достаточно обширной территории при обилии нефтепроявлений и небольших скоплений с нашей точки зрения обусловлены качественными и количественными характеристиками вероятных нефтегазоматеринских комплексов.

В пределах южной краевой части Прикаспийской впадины, где выделяется Каратон-Тенгизская НГЗ, вопрос о вероятных нефтематеринских комплексах может быть рассмотрен пока только с общих позиций. Он имеет важное значение, поскольку в этой части впадины расположены крупнейшие месторождения - Тенгизское и Астраханское, обладающие крупными запасами углеводородов.

В пределах Каратон-Тенгизской зоны наиболее древними образованиями, вскрытыми скважинами, являются верхнедевонские (фаменские) карбонатные породы, которые представлены органогенными и зернистыми шельфовыми известняками, реже доломитами. Породы нижнекаменноугольного возраста охватывают возрастной интервал турне - башкир и имеют преимущественно карбонатный состав. В пределах карбонатных массивов они представлены различными органогенными и органогенно-обломочными известняками, которые содержат незначительные концентрации рассеянного органического материала. Содержание Сорг., как правило, не превышает 0,2-0,3 %, и составляет в большинстве случаев 0,02-0,1 %. Концентрация битумоидов в карбонатных породах достигает 0,02-0,03 %, редко имеет более высокие значения. Исключение составляют отдельные маломощные прослои темноцветных глинистых пород, где содержание Сорг. возрастает до 0,5-1 %.

По обрамлению карбонатных массивов развиты склоновые образования нижнего-среднего карбона и ранней перми, представленные обломочными и тонкозернистыми глинистыми известняками, мощностью до 600 м, которые замещаются при удалении от карбонатных массивов

относительно глубоководными тонкозернистыми карбонатно-глинистыми породами, которые могут иметь более высокий генерационный потенциал. Установлено, что они не могли обусловить формирование таких скоплений, как собственно Тенгизское, так как не имели достаточного уровня зрелости в период формирования месторождений.

Следует так же учитывать малую вероятность латерального перемещения УВ при формировании этих скоплений. И хотя в настоящее время они достигли необходимого уровня зрелости для генерации УВ, учитывая особенности гидродинамических систем подсолевого палеозоя, они могли дать скопления преимущественно только в вышележащих породах, скорее всего, надсолевом комплексе отложений.

В Астраханской НГЗ выделяется визе-башкирский нефтегазоносный комплекс, который так же сложен преимущественно органогенными и органогенно-обломочными породами, различного фациального состава, среди которых нефтематеринские породы, обладающие высокими генерационными показателями, отсутствуют.

Существует ряд моделей, объясняющих формирование столь крупных по запасам скоплений.

С нашей точки зрения наиболее вероятными источниками УВ этих месторождений являлись подстилающие карбонатно-терригенные отложения среднего - верхнего девона, слагающие основания карбонатных массивов. Эти породы могут иметь литолого-фациальный состав и генерационный потенциал близкие одновозрастным образованиям, изученным в пределах северной бортовой зоны. Выполненным ранее работами было показано, что суммарный генерационный потенциал может даже превосходить аналоги в северной бортовой зоне за счет существенно увеличенных мощностей этих отложений, которые по геофизическим данным могут достигать 1000 - 1500 м.

Необходимо отметить, что в Тенгиз-Каратонской и других НГЗ, связанных с карбонатными массивами в южной, и особенно юго-восточной части впадины, наличие твердых битумов в породах-коллекторах, дают основание предполагать, что существовал еще один, более древний, скорее всего раннепалеозойский материнский комплекс, который вошел в зону активной генерации углеводородов еще в позднем палеозое, до того, как был изолирован Тенгизский резервуар. Первичная залежь вероятно была разрушена в

пост-башкирское – раннепермское время, когда Тенгизская ловушка находилась в аконсервационных условиях. Возможно, залежь была разрушена не полностью, но тяжелые нефти могли быть деасфальтизированы и термически изменены за счет поступления углеводородов в последующем из средне-позднедевонского комплекса.

Надсолевой комплекс отложений, включающий верхнепермские образования и породы мезозой-кайнозойского возраста, имеет значительно меньшее значение в процессах генерации углеводородов в Прикаспийской впадине. Относительно величины генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород этого возраста существуют различные точки зрения, от полностью его отрицающих, до рассматривающих мезозойские отложения в качестве основной материнской толщи для надсолевых месторождений.

Отложения верхней перми и нижнего триаса, представленные преимущественно пестроцветными образованиями, в отношении генерации УВ оцениваются, как правило, отрицательно. Это подтверждается характером обогащенности этих пород органическим веществом. Содержание органического углерода в этих породах изменяется незначительно в верхнепермских породах – от 0.01 до 0.15 % (среднее 0.05 % по 10 определениям), в более широких пределах в нижнем триасе – от 0.01 до 8 %, составляя в среднем 0.4 %, что может свидетельствовать о практическом отсутствии генерационного потенциала у этих пород в большинстве случаев. Нерасчлененные отложения триаса, вскрытые на обрамлении соляных куполов, так же относятся к породам с весьма ограниченным потенциалом. Судя по количеству органического вещества низкими генерационными возможностями обладают породы нижнего мела.

Наиболее обогащены органическим веществом породы среднего – верхнего триаса и средней юры, количество органического вещества в которых достигает в среднем более 1,5 %. Породы триасового возраста с повышенным содержанием органического углерода в большей степени распространены в юго-западной части впадины, в том числе в западной части Междуречья Урал – Волга, где они часто представлены субаквальными мелководными, часто морскими образованиями. Такие отложения, например, вскрыты на площади Западный Сазанкурак, расположенной в межкупольной зоне, где их мощность достигает более 1500 м.

Таким образом, можно предположить весьма незначительное участие пород мезозойского возраста в формировании скоплений УВ в надсолевом комплексе. Эти процессы могли играть определенное значение лишь в южной и юго-западной частях Прикаспийской впадины и в них могли принимать участие только глинистые и, возможно, карбонатно-глинистые породы, имеющие весьма ограниченное распространение в пределах центральных частей межкупольных мульд. На большей части территории, востоке и юго-востоке Прикаспия эти процессы не имели существенного значения.

Манышлакский бассейн. Совокупный анализ геолого-геофизических, геохимических и буровых данных позволяет высказать предположения о возможном распространении, стратиграфическом объеме и величине генерационного потенциала нефтегазоматеринских комплексов. Следует отметить, что до сих пор не выработаны общепринятые, обоснованные и убедительные представления об источниках углеводородов, направлениях миграции и условиях формирования месторождений Южного Манышлака. Возраст предполагаемых нефтегазопроизводивших комплексов по представлениям различных авторов изменяется от юрского до верхнепалеозойского.

Наиболее важными критериями отнесения пород к категории нефтегазоматеринских является общее содержание органического вещества, его тип, уровень термической зрелости, которые определяют способность пород генерировать углеводороды. Содержание органического углерода отражает только общий возможный уровень потенциальных возможностей генерации углеводородов определенными осадочными комплексами. Более полная количественная характеристика может быть получена при анализе пород методом программируемого пиролиза (Рок-Эвал), который позволяет количественно определить остаточный генерационный потенциал пород, уровень их термической зрелости и тип рассеянного органического вещества.

Согласно данным по составу биомаркеров, среди изученных нефти Манышлака выделены две группы, образование которых связано с двумя различными предполагаемыми нефтегазоматеринскими комплексами, первый из которых в возрастном отношении охватывает интервал от среднего триаса до нижней юры и представлен морскими и прибрежно-морскими глинистыми осадками среднего-позднего триаса и озерными

глинистыми отложениями ранней юры. Второй комплекс сложен прибрежно-морскими, озерными и аллювиально-дельтовыми алевролито-глинистыми образованиями средней юры.

Фациальные различия при рассмотрении одновозрастных образований, в целом, невелики. Наиболее существенные изменения фациальных обстановок наблюдаются в широтном направлении, что обусловлено распространением морских трансгрессий в восточном направлении, как в триасовом, так и в юрском периодах. Более значительные изменения отмечаются для юрского этапа, поскольку в структурно-тектоническом отношении впадина была дифференцирована в большей степени. Это могло обусловить появление различных подтипов нефтеей, формировавшихся в западных и в восточных частях региона.

В пределах Жетыбай-Узеньской ступени наиболее обогащены органическим веществом отложения среднеюрского возраста и среднего - верхнего триаса.

В средней юре концентрации Сорг. достигают в отдельных случаях 10%, при средних значениях 1.2-1.3%, что соответствует среднему по величине генерационному потенциалу. Близкие величины отмечаются для среднего - верхнего триаса. Однако юрские отложения северной бортовой зоны не достигли необходимого уровня термической зрелости. Меловые, нижнеюрские и нижнетриасовые отложения в пределах Жетыбай-Узеньской ступени практически не обладают значимым потенциалом из-за очень низкого содержания органического вещества.

В погруженных зонах Южно-Мангышлакской впадины наблюдается близкая обогащенность пород органическим веществом. Наиболее высокие средние концентрации отмечены для пород средней юры и верхнего триаса, которые соответствуют породам со средней величиной генерационного потенциала.

Следует отметить, что такие же значения получены и для нижнемелового комплекса отложений, который обладает более высокими концентрациями Сорг. Образования среднего и нижнего триаса в минимальной степени обогащены органическим веществом. Интересно отметить, что в отложениях палеозойского возраста содержания органического углерода изменяются в широких пределах - от сотых долей процента до 2%. Такие концентрации Сорг. в палеозойских породах установлены на площадях Ащисор, Баканд, Саукудук, Кенестюбе, где средние значе-

ния составляют около 1%. Эти породы имеют высокую степень термической зрелости и поэтому обладают практически нулевым генерационным потенциалом.

Мезозойские отложения южного борта Южно-Мангышлакского прогиба содержат пониженные количества органического вещества. Здесь, как и в пределах других зон, наиболее высокие содержания свойственны среднеюрским образованиям, однако по абсолютной величине они не достигают значений, характерных для пород со средней величиной генерационного потенциала. Отложения нижнего мела и триаса здесь потенциалом практически не обладают.

Для зоны Песчаномысско-Ракушечного поднятия характерно несколько иное распределение органического вещества в породах. Здесь им наиболее обогащены отложения среднего триаса, в которых средние содержания достигают уровня более 2%, что соответствует породам с высоким генерационным потенциалом.

В отличие от других зон, породы верхнего триаса практически не обладают генерационными способностями, хотя в отдельных случаях Сорг. достигает значений более 2%, тогда как среднее значение не превышает 0.5%. Отложения средней юры имеют более низкие концентрации Сорг. по сравнению с центральной и северной бортовой частями Южно-Мангышлакского прогиба (около 1%). Наиболее низкие значения характерны для образований нижнего триаса и верхнего палеозоя.

Район Карагинской седловины отличается наиболее высокими концентрациями Сорг. нижнеюрских отложений, здесь отложения обладают сравнительно высоким потенциалом (Сорг. среднее более 2%). Близкие значения имеют породы верхнего триаса. Для всех других стратиграфических уровней установлены низкие содержания органического вещества в породах.

По данным Рок-Эвал наиболее высоким генерационным потенциалом в пределах Южно-Мангышлакского прогиба обладают породы среднего триаса - количество углеводородов, освобождающихся при программируемом пиролизе, изменяется от 0.12 до 8.5 мг на грамм породы (для образца углистых пород среднего триаса Оймашинской площади - до 108 мг УВ/г породы), составляя в среднем 3.7 мг УВ/г. Верхнетриасовые и юрские отложения имеют близкие генерационные способности, при пиролизе проб верхнетриасового возраста количество

углеводородов колеблется в пределах от 0.34 до 7.34 мг УВ/г породы (среднее 1.9); для нижней юры - от 0.45 до 3.4 (среднее - 1.35 мг УВ/г), для средней - верхней юры - от 0.25 до 21.1 (среднее 2.72 мг УВ/г).

Устюртский бассейн. Различия в величине генерационного потенциала достаточно уверенно можно проследить по степени обогащенности пород органическим веществом (содержанию органического углерода в породах) с учетом его генетического типа, что является отражением благоприятных или неблагоприятных условий накопления исходного органического вещества с высоким или низким потенциалом.

Анализ обогащенности пород органическим углеродом, показал, что наиболее высокое среднее содержание органического вещества отмечается в отложениях средне- и раннеюрского возраста, которые достигают средних значений более 2% и 1.8-1.9% соответственно.

В породах, содержащих углистые прослои, содержание органического углерода может достигать 7.0 - 24.2 % (Баранова, Белов, 1973), что отмечается в зонах, которые являлись областями угленакопления. В первую очередь, к таким элементам может быть отнесена Центрально-Мангышлакская, где известны буровольные месторождения юрского возраста, зоны Байчагырского выступа, Актумускского поднятия. В этих зонах возрастание содержания органического вещества связано с процессами угленакопления.

Другой тип с повышенными концентрациями органического вещества отмечается в районах с прибрежно-морскими или озерными обстановками осадконакопления. В них возрастание доли органических остатков происходит преимущественно за счет увеличения количества аквагенного (сапропелевого или аморфного) органического вещества. Как правило, такие зоны связаны с устойчиво прогибавшимися центральными частями прогибов.

Как уже отмечалось, анализ фациального состава и условий накопления юрских отложений свидетельствует о возрастании роли континентальных обстановок в восточном направлении, что предопределяет снижение углеводородного генерационного потенциала в этом направлении. Барановой Т.Э. и Беловым Е.В. (1973) установлено значительное снижение битуминозности среднеюрских отложений до фоновых значений (первые сотые доли процента) в восточных частях Северного и Южного Устюрта (площади Тे-

ренкудук, Аламбек, Байтерек, Кокбахты, Шахпахты и др.) и возрастание количества битумоидов в западных районах (Арыстановская, Каракудук и др.).

Общий уровень величин современных геотермических градиентов составляет (по данным Садыкова Ж.С. и др., 1977) для районов северо-западного обрамления Северо-Устюртской системы прогибов от 2.45 до 3.5 °C/100 м на глубинах от 0.5 до 4.0 км. С возрастанием глубины величина рассчитанных геотермических градиентов снижается, составляя в среднем 2.45 °C/100 м. В северо-восточных районах величина геотермических градиентов возрастает и достигает средней величины 2.9 °C/100 м. В юго-восточных районах Северного Устюрта (в пределах Узбекистана) величина геотермического градиента еще более возрастает до средней величины 3.45 °C/100 м.

Ограниченные геотермические данные по северо-западным районам Северного Устюрта позволяют отметить возрастание палеотемператур на близких глубинах от Прорвинской зоны Прикаспийской впадины к Кызан-Токубайскому валу (Горшков, Волкова, 1981).

В пределах площадей Култук и Мурынсор зафиксирован подъем палеоизотермы 90°C до подошвы нижнемеловых отложений, что свидетельствует об оптимальных геотермических условиях нефтеобразования в отложениях юры и верхнего триаса. Южнее, на площади Кырын, такой уровень палеотемператур отмечен для отложений на глубинах около 1500 м.

В депрессионных зонах восточной части Северного Устюрта можно предполагать близкую катагенетическую зональность мезозойских отложений, которая соответствует уровню главной фазы образования углеводородов на глубинах от 2000 - 2500 м до 4 км.

Таким образом, вероятные генерационные комплексы в разрезе осадочного чехла Северного Устюрта определяются с достаточно высокой степенью достоверности. Также достаточно надежно определяется положение и границы предполагаемых зон генерации, расположенных, главным образом, в пределах Култукского, Саамского, Кулжатского и Косбулакского прогибов. На достигнутом уровне изученности в качестве наиболее вероятного генерационного комплекса следует рассматривать только юрский, который в зонах прогибов вполне может генерировать жидкие и газообразные углеводороды. В пользу это-

го, в частности, свидетельствуют и исследования биомаркеров нефти известных месторождений. Что касается остальных частей разреза осадочного чехла и, особенно, его доверхнепермской секции, то предположения о его генерационных возможностях находятся на уровне гипотез. При этом аналогия этих отложений с Прикаспием также весьма сомнительна для подавляющей части территории Северного Устюрта.

Северо-Торгайский бассейн. В пределах Северо-Торгайского бассейна проявления нефти, газа и битумов отмечены во многих пунктах и в довольно широком стратиграфическом диапазоне осадков. В основном они связаны с карбонатно-терригенными толщами верхнего палеозоя ($D_3 fm-C_1$), но в ряде случаев были установлены среди эфузивных пород пермотриаса и рэт-лейаса (туринская серия), однако промышленные их скопления здесь пока не установлены.

Геохимическим исследованиям были подвергнуты в основном верхнепалеозойские отложения Северо-Торгайского бассейна и мезозойские - Жиланшикской ПНГЗ Центрально-Тургайского ПНГР.

Анализ концентраций органических веществ и битумоидов убедительно показывает, что часть осадочных пород верхнепалеозойского комплекса Северо-Торгайского региона может быть отнесена к разряду нефтегазоматеринских. Глубины погружения пород верхнего палеозоя составляют в целом 1,5-6 км, термо-барические условия которых благоприятствуют генерации как жидких, так и газообразных УВ.

Южно-Торгайский бассейн. Юрско-меловые образования, составляющие основную долю осадочных комплексов Южного Торгая, характеризуются достаточно высокими содержаниями органических веществ.

В юрских отложениях бассейна выделяется шесть свит: сазымбайская, айбалинская, дошанская, караганайская, кумкольская и акшабулакская. Им свойственно разнообразие литологического состава (озерные осадки, периодически сменяющиеся аллювиально-дельтовыми и пойменными) с различным типом органических веществ - от гумусовых до сапропелевых.

Анализ результатов геохимических исследований показывает, что основные литологические комплексы обладают концентрациями ОВ, превышающими кларковые значения, что позволяет отнести их к разряду нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). К таковым уверенно может быть отне-

сена юрская толща осадков, за исключением отложений акшабулакской свиты, и подавляющая часть меловых образований.

Однако, для реализации нефтегазоматеринскими толщами Южно-Торгайского ОБ своего генерационного потенциала необходимо их вступление в зоны повышенных температур и давлений, способствующих катагенезу ОВ с усилением процессов генерации УВ. По мнению большинства исследователей подобные условия катагенеза ОВ начинаются с погружения осадков на 1500-2000 м, где среднестатистические температуры и давления составляют соответственно 65-70°C и 150-200 атм. Анализ эволюции Южно-Торгайского ОБ свидетельствует о том, что в целом вся толща меловых и кайнозойских отложений не вступала в интервалы глубин с подобными термобарическими условиями. В силу этого, данные отложения, скорее всего, не могли участвовать в процессах генерации жидких УВ. В целом сходные условия катагенеза свойственны также образованиям акшабулакской свиты верхней юры. Кроме того, данная толща в целом не могла генерировать УВ в больших масштабах из-за очень низких концентраций ОВ. В наибольших масштабах и интенсивности процессы генерации УВ испытали отложения нижней половины кумкольской свиты и более глубокие секции разрезов юрских осадков, приведшие к формированию нефтегазовых скоплений промышленного характера.

Таким образом, в качестве наиболее вероятной генерационной толщи может быть обоснованно принята нижне-среднеюрская, обладающая наиболее высоким генерационным потенциалом.

Зонами генерации с учетом изложенных выше геологических параметров могли быть только грабен-синклинали, а основными зонами нефтегазонакопления - горст-антеклинали и внутриграбеновые поднятия.

Следует при этом признать главенствующую роль вертикальной миграции при резко подчиненной роли латеральной миграции при формировании месторождений.

Структурный контроль разнорангового нефтегазонакопления в пределах Южно-Торгайского бассейна просматривается столь же четко, как и в мезокайнозойских осадочных бассейнах Западного Казахстана.

Равнинный рельеф и полупустынный климат в сочетании с особенностями геологического строения района определяют в целом неблагоп-

риятные условия питания водоносных горизонтов и формирование подземного стока в юрско-меловых отложениях. В этой части разреза присутствуют напорные водоносные горизонты с замедленным стоком от краевых частей бассейна по падению пород. Основной областью питания является восточная краевая зона бассейна с удовлетворительными инфильтрационными возможностями, формирующая основной региональный сток. В то же время чередование системы грабен-синклиналей с горст-антиклиналями не позволяет говорить о непрерывном потоке вод из наиболее вероятной области питания. По крайней мере, в юрском комплексе очевидно наличие автономных замкнутых или полузамкнутых гидрогеологических систем с определенными гидрохимическими, температурными, гидродинамическими и другими аномалиями. Пластовые воды продуктивных горизонтов относятся к хлоридно-кальциевому типу. Минерализация их изменяется от 30,2 до 99,4 г/л. В пластовых водах отмечается повышенное содержание брома, стронция, лития.

Шу-Сарысуйский бассейн. Практически все исследователи рассматриваемого осадочного бассейна связывают генерацию углеводородных газов, конденсатов и присутствие капельной нефти с морскими и лагунными терригенно-карбонатными отложениями фамена - нижнего карбона.

Геохимическими анализами, выполненными в период проведения буровых работ, в указанных отложениях было установлено наличие органического вещества преимущественно гумусового и реже - гумусо-сапропелевого типа наряду с угленосными породами визейского яруса в северо-северо-восточных районах Мойнкумского прогиба и в Кокпансорском прогибе.

Наиболее полными исследованиями советского периода были работы группы Баспакова Д.А. (1976 г), выполненные в Казахском политехническом институте. На основании этих работ было показано, что в качестве генерационных комплексов бассейна можно рассматривать только морские и лагунные отложения фамена - турне - визе - серпухова.

Содержание органики в этих отложениях было неравномерным и в объеме на породу менялось от долей процента до 3,7%. Был также сделан вывод, что в Кокпансорском и Мойнкумском прогибах генерация углеводородов могла происходить уже в позднем карбоне - ранней пер-

ми. Генерационный потенциал при этом оценивался, в основном, как низкий.

В 2003-2004 гг современные геохимические исследования в рамках совместных работ были выполнены компанией Exxon - Mobil и Казахстанскими специалистами по 419 образцам керна из 28 скважин, а также керна из обнажений девонских и каменноугольных комплексов. Охваченные исследованиями скважины располагались, главным образом, в Мойнкумском, Кокпансорском и Тесбулакском прогибах. Проведенные работы фактически подтвердили высказанные ранее представления о верхнедевонских и нижнекаменноугольных морских и лагунных отложениях, которые можно рассматривать в качестве генерационных, хотя и преимущественно с низким генерационным потенциалом.

В то же время эти исследования существенно дополнили имеющиеся представления о генерационных возможностях осадочного бассейна. Так, все исследованные образцы показали высокий уровень термальной зрелости (газовое окно и выше) на относительно небольшой глубине, что может быть связано с высоким уровнем палеотемператур. Значения R_o % изменяются от 1,49 (производство газа) до максимального 3,3 (метагенез).

Из 419 образцов только 40 имели значения C_{opr} более 1% и только 2 образца имели C_{opr} более 2%. Водородный индекс для всех образцов очень низкий и не превышает 75, что согласуется с отсутствием в бассейне жидких углеводородов.

В целом по результатам этих исследований бассейн оценивается, как «имеющий скучные положительные на газ термально зрелые материнские породы».

Аральский бассейн. Соображения об оценке перспектив нефтегазоносности базируются на аналогиях с сопредельными районами и комплексе критериев, контролирующих нефтегазообразование и нефтегазонакопление.

К числу важнейших критериев относятся наличие генерационных толщ (комплексов) и условий генерации углеводородов; параметры разрезов осадочного чехла, главным образом, условий седиментации пород и наличие резервуаров с флюидоупорами (покрышками); структурно-тектонические, контролирующие положение зон генерации и аккумуляции углеводородов, а также пространственное размещение месторождений нефти и газа; гидрогеологические, оказы-

вающие важное влияние на сохранность залежей с учетом параметров гидродинамических систем и их режимов.

С позиций оценки фактора наличия в разрезе чехла генерационных комплексов рассматриваемый бассейн можно оценивать в целом условно положительно, считая, что по аналогии с южными (Узбекскими) его частями к генерационным могут быть отнесены нижнеюрские и, в определенной мере, среднеюрские отложения. Условность таких соображений заключается в том, что предполагаемые участки наличия нижнеюрских пород в Казахстанской части бассейна, главным образом в Аральском прогибе, прогнозируются по сейсмическим данным и прямые сведения об их вещественном составе с характеристиками органической составляющей отсутствуют. Преобладание гумусового типа органики свидетельствует о высокой вероятности генерации углеводородных газов.

Таким образом, базовый комплекс критериев позволяет оценивать бассейн как благоприятный для поисков газовых месторождений. Прогнозируемый генерационный потенциал разреза в Казахстанской части бассейна исключает вероятность нахождения здесь крупных газовых месторождений.

Сырдарынский бассейн. В пределах Сырдарынского ОБ в процессе проведения нефтегазопоисковых работ производился отбор образцов керна для изучения литолого-стратиграфических особенностей, вещественного состава породных ассоциаций и оценки их нефтегазогенерирующих возможностей. В этом аспекте более изучен комплекс породных ассоциаций мезозойско-кайнозойских образований. Однако в пределах Сырдарынской ПГО они признаны малоперспективными на поиски скоплений УВ. Значительно меньше образцов пород верхнепалеозойского комплекса подвергнуто геохимическим исследованиям. Вместе с тем, результаты геолого-поисковых работ показали, что квазиплатформенные образования имеют развитие в пределах Сырдарынского бассейна и требуют дополнительного изучения.

Результаты геохимических исследований кернового материала палеозойских пород показали, что средние содержания в них органических веществ и битумоидов соответственно составляют: для пород нижнего-среднего карбона - 0,70 и 0,001 % (скв. 1-П); для пород серпуховско-башкирского возраста - 0,53 и 0,02-0,18% (скв. 2-П); для

фаменских пород - 0,69 и 0,002% (скв. 3-П и 2-П) и для средне-верхнедевонских от 0,04 до 0,85% и 0,0001-0,12% (скв. 3-П). Повышенные их значения характерны для темно-серых прослоев терригенных пород и пелитизированных карбонатов. Помимо этого, при микроскопическом изучении карбонатных пород в отдельных шлифах разреза скв. 2-П по трещинам и в рассеянном виде фиксировались битумоиды, что изредка просматривалось и при макроскопическом изучении керна. Нефтегенерационный потенциал Сырдарынского осадочного бассейна еще не изучен.

Зайсанский осадочный бассейн. Анализ состава и геохимических особенностей осадочных комплексов верхнепалеозойского и мезозой-кайнозойского возраста свидетельствует, что к вероятно нефтегазоматеринским отложениям могут быть отнесены породы верхнекаменноугольного и пермского возраста, которые включают в себя горизонты горючих сланцев с высоким выходом углеводородов при нагреве.

Породы пермского возраста обладают высоким генерационным потенциалом, близким к потенциалу верхнепермских отложений Джунгарского бассейна.

Существенным отличием от последнего является более широкий стратиграфический диапазон отложений с горючими сланцами, небольшая мощность прослоев богатых органическим веществом и высокая доля в пермском разрезе грубообломочных пород с вулканогенными примесями. Результат таких отличий обуславливает более низкий суммарный нефтегазоносный потенциал пермских отложений Зайсанской впадины при наличии здесь нефтегазоматеринских пород с высокими генерационными способностями.

Основной зоной распространения нефтегазоматеринских комплексов верхнего палеозоя является центральная часть Приманракского прогиба, где они достигли максимальных толщин, обладают благоприятным составом, испытали наибольшее погружение и не подверглись существенным перестройкам. В северном, восточном и западном направлениях мощности этих комплексов заметно сокращаются, а в краевых частях разрушены последующими эрозионными процессами.

Анализ геотермических параметров свидетельствует о том, что большая часть нефтегазоматеринских отложений достигла необходимого уровня зрелости для развития процессов генера-

ции углеводородов, которые могли начаться на рубеже «палеозой-мезозой», т.е. попадания этих отложений в зону «нефтяного окна».

Процессы генерации затихли в связи со снижением темпов прогибания бассейна на триас-юрском этапе и могли вновь активизироваться на кайнозойском этапе.

Алакольский бассейн. Геохимические исследования с целью прогноза нефтегазоносности впадины не проводились. Состав юрских отложений, изученных в обрамлении впадины, показывает, что они обладают промышленной угленосностью в пределах Алакольского угольного месторождения и в целом обогащены рассеянными и концентрированными формами органического вещества. Эти отложения, развиты главным образом в прогнутых зонах и могут рассматриваться в качестве потенциально нефтегазоматеринских. Однако даже в этих зонах глубины погружения их не превышали 1,5-1,8 км, в связи с чем они не могли достигнуть уровня зрелости активной генерации углеводородов (зоны «нефтяного окна»). Величина генерационного потенциала при этом не могла быть значительной, так как основная доля органических остатков представлена остатками высшей растительности. Гидро-геологические параметры в изученных бортовых частях впадины неблагоприятны. Так, палеозойские водоносные комплексы содержат здесь пресные инфильтрационные воды с минерализацией 1-2 мг/литр. Такой же уровень минерализации характерен для юрского, мелового и палеогенового комплексов, однако с увеличением глубин залегания минерализация возрастает до 20 г/л. Условия формирования подземных вод обуславливают формирование двух встречных потоков инфильтрационных вод в предгорных зонах Джунгарского Алатау и Тарбагатая, разгрузка которых происходит в зоне приподнятого залегания палеозойского фундамента в районе озер Алаколь и Сасыколь. В сторону наиболее глубоких частей впадины инфильтрационный поток разделяется за счет появления в разрезе глинистых разделов.

Таким образом, Алакольская впадина, образованная в результате опускания блока земной коры по Северо-Джунгарскому разлому, характеризуется относительно слабой структурной дифференциацией с неглубоким залеганием поверхности фундамента. Наиболее глубокие Южно-Алакольский и Восточно-Алакольский прогибы предположительно выполнены относи-

тельно слабо дислоцированными верхнепалеозойскими отложениями терригенного состава, входящими в состав промежуточного структурного этажа.

Юрские отложения не имеют сплошного распространения и прогнозируются в центральных частях и отдельных участках бортовых зон прогибов, а также в локальных углублениях рельефа палеозоя.

Кайнозойский платформенный чехол мощности не превышает 2 км.

Совокупность геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических данных не позволяет отнести Алакольскую впадину к осадочным бассейнам с заметным нефтегазовым потенциалом.

Последний вывод относится также в целом ко всей Алаколь-Илийской перспективно-нефтегазоносной провинции.

Балхашский бассейн. Газопроявлений УВ при бурении скважин в Балхашском бассейне не отмечено. Водоносные горизонты палеогена и неогена, как показано выше, лежат в зоне свободного водообмена с дневной поверхностью. В отдельных изолированных линзах могли сохраниться «седиментационные» воды озерно-континентального происхождения. Водоносность отложений, условно относимых к верхнему мелу, не изучена. Резко сокращенная мощность мезокайнозойской толщи и гидрогеологические показатели практически исключают её из категории перспективных на нефть и газ комплексов [21].

Что касается верхнепалеозойских отложений, то эта проблема требует целенаправленной постановки геофизических исследований в комплексе с минимально необходимыми объемами бурения.

Балхашская впадина является бесперспективной для поисков нефти и газа в породах мезокайнозоя.

Тенизский бассейн. Геохимическое изучение пород показало, что в нижнекаменноугольных карбонатно-терригенных толщах Тенизского осадочного бассейна содержание органики изменяется в широких пределах от 0,14% в песчаниках до 2% в алевролитах и пелитоморфных известняках. В вышележащих красноцветах концентрации органических веществ значительно ниже кларковых. В сероцветах верхнего девона, преимущественно для терригенно-карбонатных разностей пород, среднее содержание органического вещества, главным образом, для пелитовых

ассоциаций составляет порядка 1%. Содержание битумоидов (по ограниченному количеству образцов) для предположительно нефтематеринских толщ верхнего девона - нижнего карбона составляет 0,01-0,1% и более. Иногда отмечаются отдельные участки интенсивного насыщения битумоидами в керне из кирейской и владимировской свит, хотя они и не содержат в своем объеме нефтематеринские породы. Последние предположительно могут присутствовать в девон-нижнекаменноугольной секциях разреза.

Западно-Илийский бассейн. С учетом тектонических и литолого-стратиграфических особенностей Западно-Илийского ОБ и по аналогии с сопредельными территориями, схожими по геологическому строению и истории развития, в качестве наиболее вероятной генерационной толщи может быть принята мел-палеогеновая, сформированная на платформенном этапе развития, в наиболее благоприятных условиях для накопления ОВ. Однако, полученные по результатам исследований низкие концентрации ОВ в составе отложений свидетельствуют о том, что данная толща в целом не могла генерировать УВ в больших масштабах. Известно, что, для реализации генерационными толщами своего потенциала необходимо их вступление в зоны повышенных температур и давлений, способствующих катагенезу ОВ с усилением процессов генерации УВ. Анализ эволюции бассейна свидетельствует о том, что основная толща меловых и кайнозойских отложений, за исключением зоны генерации центральной части Алматинского прогиба не вступала в интервалы глубин с подобными термобарическими условиями.

Восточно-Илийский бассейн. Для получения геохимической характеристики условий накопления осадков в озере и преобразования при диагенезе содержащегося в них органического вещества (ОВ) были произведены химические исследования образцов пород, представляющих фации озера и русла. Результаты анализов показали, что все породы фации озера обогащены органическим материалом (растительный детрит и планктон), т. к. среднее содержание органического углерода (ОУ) в них не ниже 1,31%. Анализ некоторых образцов выявил наличие в них битумов. Предполагаемое их содержание в аргиллитах и алевролитах кольчатской свиты - более 0,012%.

В юрских отложениях ОВ сконцентрировано в угольных пластах, отличающихся выдержан-

ным строением на большой площади, и рассеяно в остальных породах, где его содержится в 2-10 раз меньше. В песчаниках и алевролитах озерной фации кайраганской свиты, содержание рассеянного ОУ составляет от 2,26 до 2,87%. Алевролиты и аргиллиты жаркентской свиты насыщены обугленной органической массой, образующей в верхах разреза четыре угольных пласта. С этим периодом связано, по-видимому, общее опускание внутренней части Восточно-Илийской впадины и значительное расширение бассейна седimentации, где происходило накопление аргиллитов, глин, алевролитов и образование углей. Наименьшее содержание ОУ свойственно песчаникам фации русла - 0,02% - 0,66%, наибольшее количество рассеянного ОВ заключено в тонко-зернистых породах фации озера (до 2%), в основной своей массе состоящей из растительных остатков. В этих породах люминисцентно-битумнологическим методом установлено наличие 0,015% битумов нефтяного ряда, а термография показывает присутствие битумного вещества с постоянной примесью в глинистой фракции аргиллитов, алевролитов и песчаников кайраганской свиты.

Ориентировочные подсчеты показывают, что юрские отложения концентрируют в себе огромные массы ОВ, содержащегося в породах кольчатской, кайраганской и жаркентской свит, преимущественно в угольных пластах, превышая в 2,5 раза содержание его в верхнетриасовых отложениях (Бувалкин 1964, 1974).

Озерные фации обогащены ОВ, в состав которого входят битумы. Возможность преобразования ОВ осадков пресных и солоноватых водоемов в битумы и углеводороды нефтяного ряда недостаточно изучена. Палеогеографические и геохимические исследования нижнемезозойских отложений Восточно-Илийской впадины дают некоторый фактический материал, позволяющий решить этот вопрос положительно. Накоплению битумов и углеводородов нефтяного ряда могла способствовать восстановительная обстановка, сохранявшаяся в среде осадков при диагенезе.

Генерационная способность меловых отложений крайне низка. Она подтверждается не только ничтожно малым (ниже кларкового) содержанием органического вещества, но и условиями седimentогенеза, где определяющую роль играла окислительная обстановка. От нижележащих отложений они отличаются хорошей сортировкой обломочного материала, представленного в основ-

ном кварцем. Эта особенность предопределяет высокие фильтрационные и емкостные свойства меловых пород, которые содержат напорные пресные воды (минерализация до 1 г/л), дебит которых при испытании превысил 70 л/сек. Роль флюидоупора выполняет толща глин и глинистых алевролитов палеогена.

Для большей части разреза палеогена и неогена палеогеографическая обстановка была неблагоприятной для накопления и сохранения органического вещества. Бурые и ржаво-бурые тона, являющиеся свидетельством высокого содержания окисных форм железа, олицетворяют окислительную среду седиментационного бассейна, способствовавшую быстрому окислению и разложению накопленного органического материала. В то же время, как и для среднеуральских разрезов, характерной особенностью палеогеновых и неогеновых отложений является частое и довольно ритмичное переслаивание галечников, песчанников, глин, алевролитов. По всему разрезу наблюдается двуединая взаимосвязь коллектор-покрышка. Коллектора представлены разнозернистыми песчаниками мощностью до 10 м. В палеогеновом разрезе они приурочены к эоцену и верхам олигоцена, в неогеновом - к средней части миоцена, в плиоцене наблюдаются по всему разрезу.

Таким образом, в палеогене и неогене широко распространены коллектора и покрышки, являющиеся неотъемлемыми элементами нетегазоносных комплексов пород.

Анализ результатов геохимических исследований показывает, что в пределах Жаркентского прогиба нижнемезозойские литологические комплексы обладают концентрациями ОВ, превышающими кларковые значения, что позволяет отнести их к разряду нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). В качестве наиболее вероятных генерационных толщ могут быть приняты верхнетриасовая и юрская, обладающие наиболее высоким генерационным потенциалом, и в которых с учетом благоприятных структурно-литологических и термобарических условий могут происходить процессы генерации жидких УВ. Как известно, для реализации нефтегазоматеринскими толщами своего генерационного потенциала необходимо их вступление в зоны повышенных температур и давлений, способствующих катагенезу ОВ с усилением процессов генерации УВ. По мнению большинства исследователей подобные условия катагенеза ОВ начинаются с погружением

осадков на 1500-2000 м, где среднестатистические температуры и давление составляют соответственно, 65-70 градусов и 150-200 атм. Анализ эволюции Восточно-Илийского ОВ свидетельствует о том, что зонами генерации с учетом изложенных выше геологических параметров можно назвать наиболее погруженные части Жаркентского прогиба, а основными зонами нефтегазонакопления - погребенные антиклинали в пределах его центральной части и моноклиналь южного борта.

Северо-Казахстанский бассейн. В нефтегазоном отношении Северо-Казахстанский бассейн изучен очень слабо. Прямых признаков в процессе бурения здесь не отмечено. Кроме того, все скважины пройдены в прибортовых частях, где сокращены мощности как самого ортоплатформенного чехла, так и КПК или они отсутствуют полностью. Породы КПК вскрыты во внутренних частях Петропавловского прогиба на Яковлевской и Рявкинской площадях соответственно Р-5, лишь вошедшей в верхнюю секцию КПК, представленных красноцветными континентальными образованиями среднего карбона-нижней перми, и скв. Р-3, которая полностью прошла всю толщу среднего карбона-нижней перми и вошла в известняки верхнего девона-среднего карбона. Нефтепроявлений из палеозойского КПК получено не было. К тому же скважины по данному комплексу были заложены в неструктурных условиях.

Напротив, юрско-меловая толща обладает довольно хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), а высокопроницаемые песчаные горизонты характеризуются водонасыщенностью с растворённым азотно-метановым газом. В ЛСК платформенного чехла минерализация подземных вод нарастает с глубиной от 10 до 25 г/л. Состав растворённого газа при этом также меняется от азотно-метанового до метанового. Тяжёлые гомологи присутствуют в количествах не превышающих 0,5%. Отсутствие явных признаков нефтегазоносности вскрытого разреза послужило причиной свёртывания, а в дальнейшем и прекращения нефтегазопоисковых работ в этом районе. Однако, возможное развитие в пределах Северо-Казахстанского ОБ палеозойских и мезозойских грабенов и рифтов как субмеридиональной, так и субширотной ориентировки, хорошие структурно-фациальные условия и относительная закрытость недр являются благоприятными факторами для формирования скоп-

лений УВ. Все это заставляет пересмотреть укоренившееся мнение о невысоких перспективах региона и предусмотреть проведение геологических работ на нефть и газ, базирующихся на сейсмических материалах, полученных на основе новейших методик.

Прииртышский бассейн. Как уже отмечалось выше, в пределах территории выделяются две области с различным возрастом консолидации фундамента, в связи с чем здесь формировались разновозрастные осадочные комплексы, которые могут рассматриваться в качестве потенциально нефтегазоматеринских толщ.

Для областей каледонской консолидации можно предполагать, что в палеозойской части разреза наиболее интересными в этом отношении представляются отложения верхнего девона и нижнекаменноугольные породы, имеющие локальное распространение в пределах мульд. В локальных мульдах на каледонском основании по геофизическим данным присутствуют осадочные комплексы суммарной толщиной до 2,0–2,5 км, в составе которых нефтегазоматеринскими могут быть тонкозернистые и глинистые породы, содержащие органическое вещество, состоящее преимущественно из остатков высокой растительности (кероген III типа). Не исключено, что в формировании РОВ принимает участие и сапропелевая органика, сложенная остатками водорослевого материала, особенно характерная для Российских районов юга Западно-Сибирской НГП.

Средние величины содержания органического углерода в тонкозернистых породах могут достигать 1,5–2,0%.

Наряду с палеозойскими отложениями в качестве возможных нефтегазоматеринских комплексов могут рассматриваться выделяемые по сейсмическим данным предположительно нижне-среднеюрские угленосные и субугленосные отложения и породы верхнеюрско-нижнемелового комплекса, в том числе аналоги баженовской свиты Западной Сибири. Степень преобразованности РОВ верхнепалеозойских комплексов в пределах зоны каледонид в большинстве случаев не превышает стадии жирных углей. Построенные геотермические модели для этих частей бассейна показывают, что этап генерации жидких углеводородов (фаза нефтяного окна) для пород нижнекаменноугольного возраста мог начаться только в мезозое (юра) и на протяжении третичного периода мог смениться процессами

генерации жидких и газообразных углеводородов. Что касается юрских отложений, то они до настоящего времени не достигли необходимого уровня зрелости ОВ для активной генерации углеводородов.

Высказанные соображения справедливы в том случае, если справедлива интерпретация «двуярусного» заполнения мульд палеозойскими и юрско-нижнемеловыми отложениями.

Для зоны с герцинским фундаментом (восточная правобережная часть Павлодарского Прииртышья), возраст нефтегазоматеринских пород предполагается более молодым. Здесь отложения, обогащенные органическим веществом, отмечены в среднекаменноугольной толще, но наиболее насыщены органикой породы пермского возраста, где в составе ОВ преобладают остатки высшей растительности и развита угленосность. Нельзя не учитывать также отложения юрского возраста в пределах мульд, обогащенные ОВ. К северу от г. Павлодар отложения юры приобретают площадное распространение и могут иметь важное значение в процессах генерации углеводородов.

Анализ моделей геотермического развития мульд показывает, что верхнепалеозойские отложения здесь могли погрузиться в зону активной генерации жидких углеводородов к концу пермского – началу триасового периода.

Отложения верхнепермского и мезозойского возраста не достигли зоны генерации углеводородов. Высказанные соображения учитывались при оценке перспектив нефтегазоносности.

Карагандинский бассейн. В поднадвиговой зоне, образованной надвигом северного направления вдоль Спасского разлома нижне-среднедевонских эфузивов на толщи фаменско-нижнекаменноугольных карбонатно-терригенных пород, могут быть сформированы линейные антиклинали, потенциально выступающие в качестве ловушек для УВ. Девонско-каменноугольные толщи по интенсивности насыщения органическим веществом могут выполнять роль нефтегазоматеринских пород, генерирующих УВ. Это в совокупности с наличием жидких битумов в угольных толщах указывает на перспективы нефтегазоносности данного бассейна.

Немало важным генерационным потенциалом обладают и сами угли. Согласно опубликованным данным, прогнозные ресурсы до глубины 1800 м оцениваются в 32 млрд. т. Хотя необходи-

мо учесть, что значительная часть этих запасов уже освоена. Следовательно, можно рассчитывать лишь на нетронутые останцы, области обвалов, нерентабельные для стандартного способа разработки пласти и забалансовые участки, что значительно снизит возможные запасы летучих УВ. При этом для интенсификации газовых эманаций придётся применять вторичные способы воздействия на пласт (в частности при помощи горячего водяного пара). На современных глубинах разработки метаморфические газы угольных пластов в основном состоят из метана. С переходом разработки на большие глубины в составе метаморфических газов в ощутимых количествах появляются гомологи метана.

Скрытым генерационным потенциалом могут обладать юрские отложения. На это указывает низкое содержание закисного железа (от 0,14 до 5,28%) (иногда железо переходит в пирит, как в нефтеносных пластах) и сравнительно высокое содержание органического углерода (от 0,16 до 18,72%), что говорит о восстановительных условиях обстановки осадконакопления и высоком содержании рассеянного органического вещества. В виду того, что данные отложения наряду с углесодержащими толщами подверглись действию катагенеза, то нельзя исключить вероятность трансформации содержащегося в них РОВ в газообразные, а может быть и в жидкие УВ.

Текесско-Каркаринский бассейн. В геологическом строении Кегено-Текесской впадины (или Текесско-Каркаринский осадочный бассейн, наименование дается далее в тексте по речкам Каркара и Текесс) принимают участие отложения от верхнего палеозоя до современного отеля четвертичной системы включительно. Фундамент впадины и ее горное обрамление имеют сложное строение с участием древних образований докембрия, кембрийского, ордовикского, девонского, каменноугольного и пермского возрастов. Представлены они разнообразным по вещественному составу комплексом пород: метаморфических, вулканических, вулканогенно-осадочных, терригенных.

Обладающие высоким нефтепроизводящим потенциалом соленосные озерные глинистые фации иссыкульской свиты на крайнем востоке переходят в образования миоценена Текесско-Каркаринского бассейна.

Явными признаками нефтегазоносности бассейна являются: грязесолевой вулканализм, широ-

кое распространение битумных пород, асфальтилов, высокое содержание концентрации УВ в почвах, тяжелых газов и фенолов в водах.

Прямые признаки нефти на юге, севере и востоке бассейна делают Текесско-Каркаринскую площадь весьма привлекательной для поисков углеводородов. При проведении поисковых работ на площади установлены газопроявления, большинство их находится на наиболее изученной Шольядырской структуре. Последняя представляет собой брахиантклинальную складку размерами 35 x 6 км в надвиговой зоне Каркаринской впадины. Каркаринская впадина на западе сочленяется с Предтерской Иссык-Кульской впадиной. Особый интерес по данным исследований представляет толща тонкого переслаивания глинистых горючих сланцев, битуминозных известняков и мергелей мощностью более 120 м в нижней части толщи битуминозные сланцы неогена, сложенные темно-серыми мергелями и аргиллитами, издают запах жженой резины в свежем изломе. Содержание ОВ достигает 15-20%, углеводородных битумов нефтяного ряда - 0,12-0,72%.

Влияние верхнепалеозойского-нижнемезозайского нефтяного суббассейна на перспективы открытия углеводородов в Текесско-Каркаринском бассейне очень значительно. Отсутствие региональной покрышки над суббассейном и размытый характер его кровли способствовали претоку УВ в перекрывающие образования кайнозойского суббассейна. Нижняя часть кайнозойского суббассейна, начиная с миоцена, представляет собой водоупор, выполненный мощной толщей глинисто-солевых образований. Более изученной по сравнению с Текесской впадиной, выглядит Каркаринская депрессия.

Коллекторы пермских отложений представлены конгломератами и песчаниками. Хемогенно-терригенная толща верхней перми характеризуется высокой битуминозностью - 0,04%. Толщи верхней перми-нижнего триаса могут быть оценены как возможно нефтегазопроизводящие.

Грязевые и грязесолевые вулканы, зарождение и развитие которых обуславливается преобразованиями нефтяных залежей под воздействием разрывной тектоники, известны во многих нефтедобывающих странах мира.

Важнейшим признаком грязесолевого вулканализма является диапиризм - явление подъема (по жерлам) высокопластичных пород (соль, гипс,

глина) сквозь более молодые слои вдоль осей антиклинальных складок. Грязевые вулканы и сопровождающие их грифоны способствовали образованию большого числа блюдообразных форм сопочных озер.

Шольадырская брахиантиклинальная структура обладает типовыми признаками грязесолевого генетического образования и несет в себе прямые признаки нефтегазоносности.

Наличие генетической связи между нефтеобразованиями, диапиризмом и грязевулканизмом обуславливает необходимость внимательного отношения к геохимическому изучению вулканической деятельности. При этом особенно важное значение приобретает гидрохимическое опробование. Подземные воды, находившиеся в контакте с нефтяной залежью, приобретают особые ионно-минералогические свойства.

Корни вулканов, по-видимому, ограничиваются подошвой покрышек, охраняющих от раз-

рушения продуктивные образования нефтематеринских толщ.

В Текесско-Каркаринском бассейне нижними флюидоупорами служат солевые образования верхней перми. Исходя из этого, глубинами проектируемых скважин необходимо обеспечивать доступ забоев к нефтематеринским породам верхнепалеозойских толщ.

Таким образом, получены результаты по уточнению геологических моделей упомянутых бассейнов, особенностей их нефтегазовых систем проведенного нефтегазогеологического районирования и количественной оценки содержания углеводородов. Проведенные исследования следует рассматривать, как результаты, раскрывающие геологическое строение бассейнов и дополнительные признаки нефтегазоносности, дающие возможность целенаправленно вести поисковые работы на открытие новых месторождений нефти и газа.