

НИЖНЕПЕРМСКИЕ ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮГА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

На юге Предуральского прогиба залегает толща нижнепермских терригенных отложений на площади от Прикаспийской впадины на юге до Каратауского блока на севере. Перспективы нефтегазоносности этих отложений рассмотрены нами на основе имеющихся фактических данных [Политыкина, Тюрин, 1999; 2002]. Представляется целесообразным продолжить эту работу, рассмотрев фактические данные и по востоку Прикаспийской впадины.

На юге Предуральского прогиба толща нижнепермских отложений залегает клиноформно. По данным сейсморазведки МОГТ и бурения, максимальная мощность толщи более 3000 м приурочена к зоне сопряжения Предуральского прогиба и передовых складок Южного Урала. В этой зоне толща представлена переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями известняков, мергелей и гравелитов. В песчаниках присутствуют и грубозернистые разности. В центральной части прогиба мощность толщи составляет первые сотни метров, уменьшаясь в западном направлении, при этом наблюдается замещение этих отложений типичными для некомпенсированных впадин отложениями депрессионных фаций — алевролитами, аргиллитами и глинистыми известняками, мощностью до первых десятков метров. Возраст толщи на севере региона сакмаро-артинский (залегает на карбонатах, ассельского возраста), на юге — ассельско-артинский (залегает на карбонатах с подчиненными прослоями аргиллитов, каменноугольного возраста).

По фациальному составу пермских отложений можно судить о характере тектонических движений в период накопления осадков. Так, участок западного борта Предуральского прогиба в ассельско-артинское время, вероятно, был опущен примерно на 800 м и компенсировался формированием нижнепермского карбонатного уступа. В пределах восточного же бор-

та шло накопление терригенных осадков. По характеру волнового поля на временных разрезах ОГТ можно сделать выводы о субгоризонтальном залегании здесь слоев. То есть, накопление пермских пород протекало в условиях компенсированного прогибания допермского ложа, а амплитуда этого прогибания превышала их общую мощность, достигая 3500 м. Таким образом, результатом тектоноседиментационных процессов в центральной части Предуральского прогиба, где ассельско-артинские отложения представлены маломощными депрессионными фациями, явилось формирование некомпенсированной впадины.

Пермские образования перекрыты отложениями кунгурского яруса, представленными преимущественно терригенными, галогенными и карбонатными породами. Первоначальное залегание кунгурских отложений нарушено процессами дисгармоничной тектоники. Так мощность отложений кунгурского яруса в соляных куполах достигает 4000 м, а в мульдах — первые сотни метров.

В пределах описываемого района на территории Оренбуржья, по результатам бурения, выявлена газоносность нижнепермских отложений артинского возраста на Петровской площади, сакмарского и ассельского -на Активной площади. Дебит газа достигает 30—50 тыс. м³ в сутки. Особенностью процесса опробования скважины было существенное снижение дебитов газа после кратковременной (первые сутки) работы. Признаки нефтегазоносности пермских отложений получены и на юге территории Башкортостана. Предполагается, что отсутствие промышленных притоков нефти и газа при опробовании нижнепермских пород обусловлено несоответствием технологии бурения геолого-промысловым характеристикам [Шпильман, 1999]. То есть, здесь мы имеем дело с нетипичным объектом добычи нефти и газа [По-

литыкина, Тюрин, 1999; 2002]. А пока неясны типы объектов, контролирующих нефтегазоносные объемы пород, характеристики пластов или зон развития коллекторов в них, их геолого-промысловые характеристики, а также влияние техногенных воздействий на опробование скважин.

Нетипичность нижнепермских отложений как нефтегазовмещающего резервуара, не позволяет произвести оценку приуроченных к ним ресурсов углеводородов на основе принятых в практике геологоразведочных работ методов. Экспертно ресурсы газа пермских пород на юге Предуральяского прогиба оценены И.А. Шпильманом в 1000 млрд м³ [Шпильман, 1999]. По нашему мнению, это «верхняя» граница, за «нижнюю» — можно принять объем 500 млрд м³.

На востоке Прикаспийской впадины терригенными являются нижнепермская сероцветная моласса, а также верхнекаменноугольные отложения. Мощность этой толщи вблизи Сакмаро-Кокпектинского разлома более 4000 м. Перспективы их нефтегазоносности оценены многими исследователями [Булекбаев, Лобусев, Силантьев, 1993; Воцалевский, Шлыгин, 2000; Дальян, 1996; Кан, 1996; Пилифосов, 1986; и др.]. Из них нижнепермские терригенные отложения выделены в самостоятельный артинско-ассельский нефтегазоносный комплекс, который содержит восемь нефтегазоносных горизонтов мощностью от 12 до 135 м, представленных алевролитами, песчаниками и гравелитами. Открытая пористость коллекторов изменяется от 6,4 до 19,9%, проницаемость — от 0,37 до $1,4 \times 10^{12}$ м². Промышленные залежи нефти содержат месторождения Кенкияк, Бобоза, Кокжиде, Восточный Акжар, Курусай и Каратобе. На ряде площадей отмечены нефтепроявления.

Ловушки углеводородов (УВ) в нижнепермских терригенных отложениях чаще комбинированные: структурно-литологические с элементами тектонического экранирования. Для продуктивных горизонтов характерны аномально высокие пластовые давления и температура, но низкие дебиты (притоки нефти 0,5-5,0 м³/сут.). Увеличение диаметра штуцера не дает увеличения притока нефти, а лишь переводит скважину на пульсирующий режим работы [Воцалевский, Шлыгин, 2000].

Кровля нижнепермских терригенных отложений является региональной отражающей границей (ей присвоен индекс А на юге Предуральяского прогиба и П₁ на востоке Прикаспийской впадины), которая уверенно картируется по данным сейсморазведки МОП. Относительно природы закартированных по реперу А(П.) антиклинальных складок имеется несколько версий:

— складки сформировались в результате свободного гравитационного течения слабо консолидированных пород по наклонной поверхности кровли башкирских отложений [Кан, 1996];

— в результате вертикальных подвижек блоков байкальского фундамента в конце артинского века [Дальян, 1996];

— на основе проявлений глиняного диапиризма [Герасимов, 1991];

— а также особенностей проявления в перекрывающих отложениях структур кинзебулатовского типа.

Здесь для нас важно то, что при наличии кондиционных данных сейсморазведки МОГТ можно прогнозировать условия залегания пермских отложений [Пилифосов, 1986] и, следовательно, моделировать процессы формирования приуроченных к ним локальных перспективных на нефть и газ объектов с прогнозом участков с лучшими геолого-промысловыми характеристиками продуктивных горизонтов.

На основе рассмотренных данных, нами сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Терригенные отложения нижнепермского возраста на юге Предуральяского прогиба и верхнекаменноугольно-нижнепермского - на востоке Прикаспийской впадины являются единым гигантским клиновидным геологическим телом, имеющим длину до 900 км, ширину до 60 км и мощность несколько километров. Верхний стратиграфический диапазон их ограничен кровлей артинского яруса, нижний — подошвой сакмарского яруса на севере, ассельского яруса в центре и верхнекаменноугольных отложений на юге. Однако общегеологические и геолого-промысловые характеристики терригенных отложений позволяют рассматривать их как типичный объект аккумуляции и добычи нефти и газа.

2. Для дальнейшего изучения нижнепермских терригенных отложений необходима постановка параметрического бурения, чтобы решить геологические, геолого-промысловые, но в основном — технологические задачи. В процессе бурения должна быть отработана технология проходки толщи терригенных отложений, позволяющая получать промышленные притоки нефти и газа из коллекторов со сложным строением порового пространства, изучение нефтегазоносности которых должно базироваться на развивающихся в последнее время представлениях о наличии потоков глубинных УВ и геодинамическом контроле их сверхгигантских скоплений. Минимальное число параметрических скважин для решения поставленных задач — две. Точка заложения одной из них может быть подготовлена в своде одной из антиклиналей северной части Актюбинского Приуралья [Булекбаев и др., 1993; Кан, 1996], другой — в пределах юга Предуральского прогиба на территории Оренбургской области.

Литература

- Булекбаев З.Е., Лобусев А.В., Силантьев Ю.Б. Структура докунгурских русловых систем восточной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1993. №2. С. 2-4.
- Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А. Особенности нефтегазоносности палеозойских отложений Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. Алматы, 2000. №5-6. С. 64-87.
- Герасимов М.Е. Надвиговой характер тектоники и диапировые структуры Актюбинского Приуралья по геофизическим данным // Геология нефти и газа. 1991. №12. С. 16-19.
- Дальни И.Б. Особенности тектоники подсольных комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 1996. №6. С. 8-17.
- Кан В.П. Глубинное строение Актюбинского Приуралья и сопредельной зоны Урала по сейсмическим данным МОГТ // Геология нефти и газа. 1996. №7. С. 39-44.
- Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсольных отложений Прикаспийской впадины. Алма-Ата, 1986. 184 с.
- Политыкина М.А., Тюрин А.М. Перспективы нефтегазоносности среднедевонско-нижнепермских отложений юга Предуральского прогиба // 25 лет Волго-УралНИПИгаза. Оренбург, 1999. 168 с.
- Политыкина М.А., Тюрин А.М. Толща нижнепермских флишоидов восточного борга юга Предуральского прогиба — нетрадиционный нефтегазовмещающий резервуар // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М., 2002. С. 411-413.
- Шильман И.А. Опыты разведки и направления открытия уникальных и крупных месторождений нефти и газа. Оренбург, 1999. 168 с.