Forming Conditions, Oil Potential and Ways to Enhance Coefficient of Oil Recovery on the Oils Northern Caspian

M.A. Lobusev (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), A.V. Bochkarev* (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), A.M. Klovov (The University of Texas at Austin), A.A. Repnik (PerPetro)

SUMMARY

The different geological reserves of oilfields in the Mesozoic deposits of the Northern Caspian were formed due to hydrocarbons of completely or partially destroyed oil reservoirs in the subsalt coal-bearing reefogenic structures of the Primorsky Arch. Proceeding from this, it is suggested that genetically related hydrocarbons in reefogenic buildings be injected into Jurassic-Cretaceous deposits in order to increase the ORI of deposits. As a model polygon, considered the 7th block of a large oil field Northern Buzachi.

Генезис углеводородов в юрско-меловых отложениях и пути повышения коэффициента извлечения нефти на месторождениях Северного Каспия

М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Введение

Разные по запасам месторождения в мезозойских отложениях Северного Каспия сформировались за счет УВ полностью или частично разрушенных нефтяных залежей в подсолевых каменноугольных рифогенных постройках Приморского свода. Исходя из этого, предлагается генетически родственные УВ в рифогенных постройках закачивать в юрско-меловые отложения с целью повышения КИН месторождений. В качестве модельного полигона рассматривается 7 блок крупного нефтяного месторождения Северные Бузачи.

Геологическое строение и выбор объекта исследований. На крупном по запасам газонефтяном месторождении Северные Бузачи (геологические запасы более 200 млн. тонн нефти, извлекаемые запасы 50...80 млн. тонн) пробурено более 1200 скважин. Пребывает в разработке с конца семидесятых годов. Начальные дебиты сверхтяжелой нефти 3,4...48 м³/сутки. Продуктивный разрез отложений представлен юрскими (байосский, батский ярусы) и меловыми (белосарайский, белосарайская свита, белосарайская свита, белосарайская свита, белосарайская свита).

Рисунок 1 Схема формирования и размещения месторождений и локальных поднятий в юрско-меловых отложениях Северного Каспия. 1 – граница сочленения платформ (восточно-Европейской и Скифско-Туранской); 2 – границы сводовых поднятий; 3 - граница моря; 4 - тектонические нарушения; 5 - нефтяные и нефтегазовые месторождения; 6 - нефтяные залежи в рифогенных постройках; 7 – разрушенные частично или полностью рифогенные постройки; 8 – выявленные структуры; 9 - направление миграционных потоков УВ от Приморского свода; 10 – граница выклинивания пермской региональной соленосной покрывки.

ми (неокомский надъярус, аптский и альбский ярусы) породами. В продуктивном разрезе месторождения выделено 6 пластов в меловых отложениях (А1, А2, Б, В, Г, Д1, Д2) и два горизонта (Ю-1 и Ю-2) в юрских, к которым приурочены нефтяные и газонефтяные залежи. Юрские отложения сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин и содержат от 1 до 15 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности при этом составляет 4,8. Пласты

сливаются между собой, образуя единый укрупненный резервуар. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,2 до 59,9 м, составляя в среднем 18,2 м. ВНК залежи на отметке минус 522,3 м. Максимальная вскрытая толщина юрско-меловых отложений составляет 1030 м.

Структура Северные Бузачи находится в непосредственной близости к зоне сочленения двух платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Отсюда сложность строения месторождений шовной зоны. Зона сочленения платформ проходит по северному ограничению кряжа Карпинского, имеющего покровно-надвиговое строение палеозойского складчатого комплекса метаморфизованных отложений. Береговая линия Каспийского моря делит Бузачинский свод на морскую и материковую части (рис. 1). Структура Северные Бузачи расположена в центральной части свода и приурочена к узкой, линейной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной многочисленными разрывными нарушениями субширотной и субмеридиальной ориентировки (рис. 2). К северу от кряжа Карпинского инверсионные и взбросо-надвиговые структуры проявились с меньшей интенсивностью и в направлении к Приморскому своду палеозойские отложения переходят в платформенные недислоцированные породы южного борта Прикаспийской синеклизы. Результаты интерпретации материалов сейсморазведочных работ на базе данных двух сейсмических съемок 2Д и 3Д (2002...2007 гг.) в комплексе с данными всех пробуренных скважин подтвердили сложное разломно-блоковое (от мелкоблокового до крупноблокового) строение месторождения. Тектонические нарушения субширотного и субмеридионального простирания, выделенные по результатам интерпретации сейсморазведочных работ делят структуру на блоки (рис. 2). При достигнутой степени изученности выделяется 14 укрупненных блоков. В центральной части месторождения в качестве полигона для внедрения рекомендуемой технологии его дальнейшей разработки выбран изолированный со всех сторон блок VII. Каждый блок месторождения имеет индивидуальный характер насыщения по продуктивным пластам-коллекторам. Уточнение границ блоков проводилось также структурно-поисковыми скважинами.

Рисунок 2. Схема расположения блоков по результатам интерпретации сейсмики 3Д (2010г)

В результате на месторождении рельеф размытой поверхности палеозойских отложений отразился на конфигурации структурных элементов в отложениях

платформенного покрова с основными особенностями простирания в них складчатых и разрывных элементов. Структуроформирующий протяженный северный сброс А контролирует все северные блоки (включая VII блок) и месторождение в целом (рис. 2).

Формирование нефтегазовой залежи. В акватории Северного Каспия и на прилегающей суше выявлена обособленная группа надсолевых нефтяных и нефтегазовых месторождений, продуктивность которых связана с юрско-меловыми отложениями. Считается, что разные по запасам месторождения в мезозойских отложениях Северного Каспия сформировались за счет УВ полностью или частично разрушенных нефтяных залежей в подсолевых каменноугольных рифогенных постройках Приморского свода. Нефтегазовый потенциал самих юрско-меловых пород ($S_1 = 0,02 \div 0,05$ и $S_2 = 0,2 \div 0,4$ мг УВ/г) и степень их преобразованности (протокатагенез) на рассмотренной территории относится к крайне бедным.

В рассматриваемом регионе не все ловушки заполнены УВ, что, с одной стороны, исключает формирование залежей на месте (in situ) или в ближайшем окружении одновозрастных пород, а с другой, указывает на избирательность путей миграции. Собственные депрессии в рассматриваемом районе малопогружены по мезозойско-кайнозойским отложениям, а история

прогибания отложений в них согласно графиков погружения и реконструкции условий образования и накопления залежей УВ Северо-Каспийской зоны поднятий указывает на то, что юрско-меловые отложения не опускались здесь глубже 1500 м. При этом подошва юрских отложений в самой погруженной части не достигала до главной зоны нефтеобразования примерно 600 м (Остроухов С.Б., 2011). Состояние сверхтяжелой высоковязкой нефти, лишившейся легких фракций и практически полностью растворенного газа месторождения Северные Бузачи указывает на ее биodeградированный характер: содержание смол и асфальтенов до 23,1 % масс.%, парафинов от 0,86 до 3,8 масс.%, серы от 1,97 до 2,32 масс.%, значения плотности от 0,9381 до 0,9503 кг/м³, кинематической вязкости при 20 °С от 605 до 2821 мПа*с, температуры застывания нефти минус 33°С); наблюдаются низкое газосодержание от 5,14 м³/т до 5,536 м³/т) и давление насыщения нефти газом и т.д.

Палеозойские нефти Северного Каспия, как источник УВ для юрско-меловых пород, выделились из ОВ, отложившегося в условиях значительного дефицита кислорода и значительного сероводородного заражения, то есть в типично морских условиях с богатой морской флорой и фауной и были связаны с карбонатными фациями. Нефти палеозойского возраста генерированы ОВ, степень преобразованности которого соответствовала $R^o = 0,95...1,03$ (градации катагенеза МК₁²...МК₂¹, соответствующие главной зоне и фазе нефтеобразования). А поступила эта нефть в породы, в которых степень преобразованности ОВ не превышает до сих пор градаций протокатагенеза: в экстрактах ОВ (глубины 500...1500 м) соответственно $R^o = 0,37...0,53$. Получается, что палеозойские нефти образовались в одних условиях (застойный режим с дефицитом кислорода), а находятся в юрских ловушках, в которых материнское вещество формировалось в других условиях (континентальный режим с наземной растительностью и торфяниками). Месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались, таким образом, за счет мультисистем (в различных соотношениях углеводородные смеси нефти и газоконденсата), прорвавшихся сквозь соленосную покрывку под огромным пластовым давлением по зонам дробления разрывных нарушений за счет разрушения уникальных по объему и запасам массивных рифогенных залежей в подсолевых каменноугольных отложениях. Из разбуренных палеозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Кайран, Актоты в пределах Приморского свода. Тогда как полностью разрушенные или частично сохранившиеся залежи в таких же рифовых постройках (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское, супергигант Южный и др.) стали источником УВ в юрско-меловых отложениях (рис. 1). Запасы только одного разрушенного рифового месторождения Каратон были адекватны Тенгизскому месторождению. Процесс прорыва соленосной покрывки и внедрения нефтегазовой смеси, подпираемой колоссальным внутрипластовым давлением (свыше 1100 атмосфер), в юрско-меловые пласты-коллекторы можно представить, если напомнить катастрофическое аварийное фонтанирование скважины 37 Тенгизской. При ее фонтанировании суточный дебит достигал 10...28 тыс. т нефти и 2...15 млн. м³ газа, высота пламени достигала 300 м при диаметре 50 м, а ликвидировать аварию удалось только на 398 сутки. Прорыв нефтегазовой смеси на Каратоне и на других разрушенных рифогенных постройках происходил в ослабленных зонах, представленных разрывными нарушениями и сопровождающими их зонами мезотрещиноватости и скачкообразного повышения проницаемости пород. Этому способствовало сокращение толщины пермской соленосной покрывки, которая южнее на склоне свода полностью выклинивается (рис. 1). Прорвавшиеся под большим давлением в мезозойские покрывающие отложения УВ палеозойского возраста распределились в юрских и меловых отложениях в соответствии с рельефом пластов-коллекторов в терригенных осадках. Нефть под большим давлением латерально растекалась в юрско-меловых пластах-коллекторах первоначально над и вокруг разрушенных палеозойских рифов, а затем двигалась произвольно по вектору наименьшего сопротивления, заполняя все ловушки по трассам миграционных путей, пока не иссякло давление и не прекратилось движение нефти.

Геохимическая оценка нефтей отдельных месторождений показала близость между собой юрских и меловых нефтей по составу и свойствам, что указывает на единый источник поступления УВ по разрывным нарушениям (Р.С. Мурзагалиев, 2003). На отдельных участках двигающиеся мультисистемы встречали преграды в виде мелких конседиментационных сбросов, региональных и локальных замещений пластов-коллекторов и других причин. Отсюда избира-

тельность (неповсеместность) заполнения УВ в разнообразных сложных по строению ловушках. Палеозойская нефтегазовая смесь в рифогенных ловушках содержала до 50 % кислых компонентов, ввиду низкого содержания в карбонатных породах агрессивных металлов, но содержащееся в большом количестве в терригенных юрских и меловых породах окисное и закисное железо, а также цинк, свинец и другие металлы полностью редуцировали сероводород с образованием пирита, марказита, сфалерита и других сульфидов и поэтому в юрско-меловых залежах месторождения Северные Бузачи (как впрочем и на других месторождениях в этих отложениях Северного Каспия) сероводород либо отсутствует, либо содержание его незначительно (0,001...0,03 % мол.). Второй этап истории развития нефтяных залежей палеозойского возраста в юрско-меловых ловушках связан с длительным периодом их разрушения. Попад в результате единовременной инъекции с глубины 4-6 км и разместившись в ловушках на глубинах 0,25...1,5 км, нефть не получая дополнительного питания (отсутствие процесса ее обновления), стала со временем терять привлекательные товарные свойства (в основном за счет систематической потери в ее составе легких фракций). Реконструированный состав «первичной» нефти месторождений Северного Каспия полученный в результате компьютерного моделирования, свидетельствует о том, что плотность исходной нефти на первом этапе должна находиться в пределах 0,800 ... 0,810 г/см³ при стандартных условиях. Это плотность современной тенгизской нефти (0,8055 г/см³) (Остроухов С.Б., 2011).

Пути повышения коэффициента извлечения нефти на месторождении Северные Бузачи. Механизм подготовки трудноизвлекаемой нефти для ее рентабельной добычи из нефтяных залежей подсказан самой природой. Поскольку известен источник УВ в юрско-меловых отложениях, предложен механизма закачки в эти пласты подвижных легких и агрессивных УВ из подсолевых палеозойских залежей в рифогенных постройках. Исходя из генетической связи юрско-меловых нефтей с исходной подсолевой палеозойской нефтью в рифовых постройках (единый источник), предполагается удовлетворительная совместимость трудноизвлекаемых нефтей (юрско-меловые залежи месторождения Северные Бузачи) и внедряемой легкой (летучей) нефти на газоконденсатной основе (подсолевая палеозойская залежь месторождения Тенгиз). Предложен путь решения проблемы повышения полноты извлечения тяжелых нефтей из залежей в рассматриваемых мезозойских продуктивных отложениях по схеме,

представленной на рис. 3.

Рисунок 3. Схема разработки трудноизвлекаемых нефтей месторождения Северные Бузачи за счёт внедрения в юрско-меловые пласты палеозойской нефти месторождения Тенгиз

Технологическая цепочка предусматривает процесс доставки летучей нефти от месторождения Тенгиз по трубопроводу (расстояние 181 км по берегу) в пределы месторождения Северные Бузачи и закачку ее через нагнетательные скважины в нефтенасыщенные юрско-меловые пласты, используя замкнутый полигон 7 блока месторождения. Затем осуществляется вымывание и извлечение смеси растворенных в друг друга нефтей фонтанным способом на поверхность и доставка облегченной и в значительной мере очищенной от сероводорода нефти потребителю. Для проблемной залежи нефти в юрско-меловых отложениях месторождения Северные Бузачи прогнозируется повышение КИН с 0,1...0,2 до 0,5...0,6 (КИН залежей в палеозойских рифовых постройках). Процесс закачки под давлением тенгизской нефти можно сравнить в данном случае с эффектом «брандспойта», чистящего резервуар.

Другие преимущества предложенной схемы: возможность добычи нефти фонтанным способом; процесс сероочистки тенгизской нефти за счет процессов редукции сероводорода с металлами с образованием сульфидов. При этом уменьшится нагрузка вредных и экологически опасных веществ на окружающую среду; после полного извлечения северобузачинской нефти, резервуар этого месторождения при необходимости может действовать как созданное природой и человеком подземное хранилище тенгизской нефти.