



УДК 553.98(262.81)
ББК 26.3

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ

В.А. Бочкарев, С.Б. Остроухов, А.В. Крашакова

В статье показаны преимущества разработанного способа закачки тенгизской нефти в юрские пласты. Этот способ является комбинированным из паротеплового и газового воздействия на пласт, а также флюидных технологий.

Ключевые слова: *тяжелые нефти, извлечение нефти, закачка нефти, сероочистка, нефтехранилище.*

Все месторождения в зависимости от наличия или отсутствия связи с источником генерации углеводородов делятся на две группы – с восполняемыми и невосполняемыми запасами. Такое разделение становится очевидным при анализе условий их поэтапного формирования.

Нами предложен путь решения слабоизученной проблемы за счет расшифровки условий формирования и эффективного извлечения тяжелой нефти из залежи, отрезанной от путей миграции углеводородов и оказавшейся по этой причине с невосполняемыми запасами. Для территории Среднего Каспия разработана концепция поэтапного формирования, переформирования и разрушения залежей углеводородов. Суммарный эффект непрерывного процесса формирования залежей углеводородов (состоящего из бесчисленного количества микроэтапов) делится на два основных укрупненных этапа: 1) нефтегазовая история (формирование залежей) и 2) газоконденсатная история (переформирование залежей).

На втором этапе судьба нефтяных залежей, сформировавшихся на первом этапе, зависела и зависит от места их нахождения: в створе или вне путей миграции углеводородных газов. Если в результате регионального или локального изменения структурного плана сдвигались трассы струйных миграцион-

ных потоков углеводородов, то часть ранее проторенных путей и ловушек, заполненных нефтью, на втором этапе оказывалась отрезанной от источников углеводородов. Так, сформировавшаяся на первом этапе большая часть нефтяных залежей практически по всему разрезу юрских отложений месторождений Хвалынского и «170 км» на втором этапе оказалась отрезанной от миграционных потоков углеводородных газов, и в них по настоящее время продолжается процесс деградации нефтей. Состояние нефтяных залежей в кимериджских и в нижезалегающих юрских отложениях указывает на то, что на месте их нахождения отсутствуют процессы пополнения и изменения состава нефтей в сторону их облегчения в залежах (отсутствуют признаки газоконденсата). Ввиду низкого коэффициента нефтеотдачи (0,1) у наиболее крупной залежи в известняках кимериджа отодвигаются сроки ввода нефтяной залежи в разработку.

Нефтяная залежь в известняках кимериджа оказалась вне современных путей миграции углеводородных газов и приобрела характер реликтового скопления увядающей нефти в застойной зоне. Негативная для разработки сторона нефтяной залежи усугубляется еще и тем, что тяжелые фракции нефти в пустотном пространстве (поры, трещины) переходят в неподвижную форму и блокируют часть полезного объема рассматриваемого карбонатного коллектора.

Обратимся к аллегории: если река не меняет свое русло и непрерывно несет свои

воды в другой водоем, то в этом водоеме вода всегда хорошего качества (свежая, чистая, прозрачная и т. д.). Но вот река изменила свое русло, и в водоем перестала поступать свежая вода. Вода в водоеме начнет болеть, чахнуть и окончательно потеряет полезные качества. Так и с нефтью.

В акватории Среднего Каспия на тех месторождениях, где миграционные потоки не прерывались и не меняли «русло» на первом и втором этапах формирования залежей, качество нефти сохраняет высокие физико-химические и товарные свойства. Эти свойства даже меняются в лучшую сторону за счет растворения в нефти первого этапа формирования газа и конденсата, поступивших на втором этапе их истории (например, неокомская залежь месторождения имени В. Филановского). В результате коэффициент нефтеотдачи достигает 0,63.

Далее рассмотрим, что происходит, если миграционный поток углеводородных мульти-систем по разным причинам изменил свой маршрут («русло») на втором этапе формирования.

В нефтяную залежь не поступают новообразованные углеводородные газы с конденсатом, а нефть первого этапа постепенно подвергается деструкции (теряет растворенный газ и легкие компоненты самой нефти; ее плотность, вязкость и другие свойства постепенно приближаются к кондициям тяжелой нефти). Коэффициент извлечения такой нефти редко превышает 0,2 и, как правило, составляет не более 0,1. Примером могут служить уже упомянутые нефтяные залежи в кимериджских и нижезалегающих юрских отложениях Хвалынского месторождения Среднего Каспия и нефтяные залежи в юрско-меловых отложениях Северного Каспия.

Для повышения нефтеотдачи из таких залежей разработаны и применяются многочисленные трудоемкие, дорогостоящие, но малопроизводительные способы (внутрипластовое горение, парагазовое воздействие и т. д.).

Если понять причину, почему нефти стали трудноизвлекаемыми, то можно найти средство для эффективного на них воздействия с целью повышения нефтеотдачи. Для обособленной группы нефтяных и нефтегазовых месторождений Северного Каспия и прилегающей суши было установлено, что они сформировались на первом этапе, но не за

счет реализации собственного нефтематеринского потенциала, а в результате прорыва нефтегазовых смесей из подсолевых каменноугольных отложений. Непосредственным источником оказались теперь уже разрушенные или частично сохранившиеся нефтяные залежи в рифогенных постройках Приморского свода, которые до разрушения содержали запасы, адекватные сохранившимся запасам в залежах месторождений Тенгиз и Кашаган. Данный вывод подкреплен геохимическими исследованиями органического вещества и углеводородов юрско-мелового и каменноугольного возраста, выполненными на месторождениях Укатное и Тенгиз. Так, органическое вещество юрско-мелового возраста с низким средним содержанием относится к керогену континентального типа (гумусовый тип) с крайне бедным нефтематеринским потенциалом. По степени преобразованности органическое вещество никогда не выходило за пределы градаций протокатагенеза (бурый уголь). Графики погружения и реконструкции условий образования и накопления залежей углеводородов Северо-Каспийской зоны поднятий указывают на то, что юрско-меловые отложения не опускались здесь глубже 1 500 м. При этом подошва юрских отложений в самой погруженной части не достигала до «нефтяного окна» примерно 600 м. Обращает на себя внимание тот факт, что не все ловушки заполнены углеводородами. Это также исключает формирование залежей на месте, что, видимо, не случайно, поэтому в отобранном керне из продуктивного разреза отложений Укатного месторождения образцы глин и алевролитов (потенциально материнские породы) оказались без признаков углеводородов (отсутствие свечения и запаха углеводородов), тогда как вмещающие и сопредельные с ними песчаники (пласты-коллекторы) на свежем сколе имеют характерный запах углеводородов, светло-желтое свечение по всей поверхности средней и сильной интенсивности, наблюдаются выпоты углеводородов коричневого цвета, а при опробовании этих песчаников в эксплуатационной колонне получены притоки нефти. В коллекторах зоны протокатагенеза (бурых углей) могут, как видим, формироваться залежи нефти за счет углеводородов, поступивших сюда на путях миграции из других источников.

В соответствии с предлагаемой концепцией в ловушку Укатного и других месторождений нефть поступила на первом этапе из подсолевых палеозойских отложений. А вот второй этап, к сожалению, не состоялся. Состояние нефтяной залежи Укатного месторождения указывает на то, что на месте ее нахождения отсутствует подпитка углеводородами (в том числе новейшей генерации). Ожидаемое в таких случаях изменение состава нефтей в сторону их облегчения в юрской залежи не происходит, как это имеет место в юрско-меловых залежах Ракушечно-Широтной зоны поднятий. Напротив, наблюдается обратный процесс: на Укатном месторождении увеличивается содержание смол и асфальтенов (в настоящее время 19 масс. %), парафинов (3,15 масс. %), серы (2,3 масс. %), значений плотности ($0,906 \text{ кг/м}^3$), кинематической вязкости (98,27 сСт и 29,11 сСт при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и $50 \text{ }^\circ\text{C}$), температуры застывания нефти ($-11 \text{ }^\circ\text{C}$); наблюдаются низкое газосодержание и давление насыщения нефти газом и т. д. Все эти параметры характерны для биodeградированной нефти, лишившейся легкой фракции (низкое содержание *n*-алканов).

Масштаб процесса прорыва соленосной покрывки и внедрения палеозойской нефтегазовой смеси, подпираемой колоссальным внутрипластовым давлением (свыше 1 100 атмосфер), в юрско-меловые пласты-коллекторы можно себе представить, если вспомнить катастрофическое аварийное фонтанирование скважины 37 Тенгизской. При ее фонтанировании суточный дебит достигал 10–28 тыс. т нефти и 2–15 млн м^3 газа, высота пламени достигала 300 м при диаметре 50 м, а ликвидировать аварию удалось только на 398-й день.

Рассмотрим вопрос о существовании аналогов такой схемы формирования залежей. Их множество в России и за рубежом. Из тех, что раскрыты и описаны, приведем пример прямого аналога – месторождение Уэст Падрони бассейна Данвер. В этом бассейне региональная нефтеносность меловых отложений на основе ограниченных геохимических данных длительное время связывалась с латеральной миграцией нефти из самих меловых отложений в неглубоких депрессиях. Однако выполненные Ю.Л. Клейтоном (1989) углубленные хроматографические и спектрометрические исследова-

ния меловых нефтей с высокой плотностью ($0,930 \dots 0,970 \text{ кг/м}^3$), с высоким содержанием смол и асфальтенов (до 40 %), серы (более 2 %) и экстрагированного незрелого органического вещества (бурые угли) позволили доказать, что источником нефти в меловых отложениях являются углеводороды подсолевых отложений пермско-пенсильванского возраста (средневерхний карбон).

Палеозойские нефти Северного Каспия как источник углеводородов для юрско-меловых пород выделились из органического вещества, отложившегося в условиях значительного дефицита кислорода и значительного сероводородного заражения, то есть в типично морских условиях с богатой морской флорой и фауной. Результаты изучения биомаркеров этой нефти, поступившей в юрско-меловые отложения, поддержанные геохимическими свидетельствами по физико-химическим свойствам, компонентному и микрокомпонентному составу нефтей, конденсатов и битумоидов, распределению *n*-алканов и изопреноидов, позволяют дифференцировать нефти по генетическому признаку. Оказалось, что палеозойские нефти были связаны с карбонатно-ангидритовыми фациями и выделились из высокосернистого керогена, а высокое содержание гопанов (бактериогопанов) указывало на происхождение органического вещества из фитопланктона, степень преобразованности которого соответствовала $R^0 = 0,95 \dots 1,03$ (градации катагенеза $\text{МК}_1^2 \dots \text{МК}_2^1$, соответствующие главной зоне и фазе нефтеобразования).

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). Таким образом, месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались за счет мультисистем (в различных соотношениях углеводородные смеси нефти и газоконденсата), которые прорвались 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 па-

леозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз и Кашаган в пределах Приморского атоллообразного сводового сооружения, тогда как полностью разрушенные или частично сохранившиеся залежи в таких же рифовых постройках (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское и палеосупергигант Южный) стали источником углеводородов в юрско-меловых отложениях.

Попав в результате единовременной инъекции с глубины 4–6 км и разместившись в ловушках на глубинах 0,25...2,5 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). Прорвавшиеся в мезозойские покрывающие отложения углеводороды палеозойского возраста распределились в юрских и меловых отложениях в соответствии с рельефом продуктивных пластов в терригенных осадках. Нефть под большим давлением латерально растекалась в 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. В свою очередь, это указывает на отсутствие подтока углеводородов на современном этапе и потери связи с зоной их генерации (отсутствие второго этапа формирования). Месторождения Северного Каспия по условиям формирования, переформирования и разрушения нефтяных скоплений являются, таким образом, типичными месторождениями с невозполняемыми запасами углеводородов.

Геохимическая оценка нефтей отдельных месторождений показала близость между собой юрских и меловых нефтей по составу и свойствам, что указывает на единый источник поступления углеводородов снизу по разрывным нарушениям.

Палеозойская нефтегазовая смесь в рифогенных ловушках содержит до 50 % кислых компонентов из-за низкого содержания в карбонатных породах агрессивных металлов, присутствующих в большом количестве в терригенных юрских и меловых породах. Окис-

ное и закисное железо, а также цинк, свинец и другие металлы, как известно, полностью редуцируют сероводород с образованием пирита, марказита, сфалерита и других сульфидов, и поэтому в юрско-меловых залежах сероводород отсутствует.

Реконструированный состав «первичной» нефти месторождения Укатное, полученный в результате компьютерного моделирования, по распределению n -алканов C_{9+} имел в своем составе легкие («потерянные») углеводороды (от 30 до 35 % от массы нефти). Оценка количества «потерянных» углеводородов на основе комплексного изучения количественного и качественного изменений (включая восстановление исходного состояния) всех основных углеводородных составляющих нефтей разных типов в результате потери ими легких углеводородов свидетельствует о том, что плотность данной нефти на первом этапе должна находиться в пределах 0,800...0,810 г/см³ при стандартных условиях. Это плотность тенгизской нефти (0,7892...0,8055 г/см³).

Нами предложен способ разработки трудноизвлекаемой нефти из рассмотренных месторождений, который относится к области разработки нефтяных месторождений, преимущественно содержащих трудноизвлекаемые нефти. Представленный способ не имеет прямых аналогов и относится к методам повышения полноты извлечения тяжелых и высоковязких нефтей и природных битумов из залежей; является комбинированным из числа известных и широко применяемых методов – паротеплового и газового (парогазового) воздействия на пласт (наиболее близкие аналоги предлагаемого способа), а также флюидных технологий. Предложенный способ повышения полноты извлечения тяжелых и высоковязких нефтей и природных битумов из залежей отличается следующим: 1) воздействие на пласт, содержащий неподвижную или малоподвижную нефть, осуществляется разогретой в природных условиях и под естественным большим давлением нефтегазовой смесью; 2) в пласт, вмещающий потерявшую растворенный газ и легкие компоненты нефть, закачивается генетически родственная легкая и агрессивная нефтегазовая смесь (внедряемая и остаточная нефть имеют единый источник образования);

3) состав закачиваемой мультисистемы в пласт с проблемной нефтью создан самой природой на больших глубинах в условиях аномально высоких пластовых температур и давлений. Внедряемая мультисистема приводит к растворению трудноизвлекаемых компонентов остаточной нефти, разрушению нерастворимого в другой среде битума, смешиванию и вымыванию подвижных углеводородов (эффект брандспойта). На поверхность фонтанным способом выносятся мультисистема, состоящая из смеси закаченной и остаточной нефти. Задача, на решение которой направлен описываемый способ, заключается в реализации современных требований по достижению максимально возможного извлечения нефти из пласта вообще и трудноизвлекаемой в особенности, энергосбережению, долговечности работы добывающих скважин и залежей. Основные признаки изобретения: наличие глубокозалегающих (например, подсоловых) отложений, система извлечения – доставки – закачки углеводородной смеси, неглубокозалегающие пласты с трудноизвлекаемой нефтью.

Преимущества предложенной схемы закачки тенгизской нефти в юрские пласты:

1. Постепенный рост показателя извлечения нефти из проблемной залежи с первоначально тяжелой нефтью до полного ее извлечения. Закачиваемую под давлением нефть можно сравнить в данном случае с брандспойтом, чистящим резервуар.

2. Поскольку тенгизская нефть с большим содержанием сероводорода закачивается в терригенный пласт, где (в отличие от ее родных бедных металлами известняков) много окисного и закисного железа и других металлов, будет происходить 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.

3. В связи с тем что тенгизская нефть будет внедряться в пласт под естественным повышенным давлением, пластовое давление в залежи возрастет и добыча нефти будет производиться фонтанным способом.

4. После полного извлечения северобузачинской нефти резервуар этого месторождения при необходимости может действовать как созданное природой и человеком подземное хранилище тенгизской нефти.

IS IT POSSIBLE TO PRODUCE OIL THAT IS DIFFICULT TO RECOVER

V.A. Bochkarev, S.B. Ostroukhov, A.V. Krashakova

In article advantages of the developed way of pumping tengizsky oil in the Jurassic layers are shown. This way is combined of paroteplovy and gas impact on layer, and also fluid technologies.

Key words: *heavy oils, oil recovery, oil injection, desulfurization, oil storage tank.*