

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНОГО СЫРЬЯ КАК НЕТРАДИЦИОННОГО ИСТОЧНИКА УВ (НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Н.А. Скибицкая, М.А. Политыкина, С.В. Багманова, М.П. Трифонова
ИПНГ РАН, ООО «ВолгоУралНИПИГаз», e-mail: skibitchka@mail.ru

Актуальность работ по поиску нетрадиционных источников углеводородного сырья для нефтегазовой промышленности обусловлена истощением крупных месторождений и не восполнением запасов УВ.

Одним из перспективных направлений в поисках новых источников УВ, проводимых ООО «Газпром добыча Оренбург», является оценка запасов и разработка технологии добычи ранее неучтенного компонента Оренбургского месторождения – битумоидов (высокомолекулярных соединений).

Целенаправленное изучение битуминозности продуктивных пород ОНГКМ было начато еще в 1975 г. в процессе работ по генеральному пересчету запасов месторождения. Исследован керн четырех оценочных скважин (322, 323, 362 и 319) и ранее пробуренной скв. 96. Определения количественного содержания битума выполнены по 107 образцам керна. Эти исследования проведены в лаборатории нефти, газа и битума ЮУО ВНИГНИ.

В целях качественной характеристики битумов и органического вещества, оценки их количества и характера распределения в продуктивной толще применялись массовые и детальные виды исследований.

Для изучения битумов, извлекаемых из недробленых пород при определении их пористости, анализировались ксилольные и спирто-бензольные экстракты. Результаты исследований хлороформенных и спирто-бензольных экстрактов показали, что суммарное количество экстракта из недробленной породы близко к хлороформенному экстракту из дробленной породы. Рассчитан усредненный компонентный состав битумоидов, насыщающих породы с пористостью ниже 3%, от 3 до 6% и выше 6%, а также определено количество остаточных битумов и содержание в них легких масляных фракций в тонне и кубометре породы. Средний состав битумов по месторождению в коллекторах порового типа (в %): масел – 44.1; смол – 24.4; асфальтенов – 31.0.

С 1995 г. в связи с подсчетом запасов высокомолекулярного сырья ОНГКМ продолжались исследования содержания битумоидов в породах продуктивных отложений, а также изучение их компонентного состава. Было исследовано 242 образца из 15

скважин (в лаборатории ИПНГ РАН под руководством Н.А. Скибицкой) 242 образца из 15 скважин.

В 2004 г. на Оренбургском месторождении впервые выполнен подсчет запасов ВМС. Подсчет проведен объемным методом, в соответствии с действующей инструкцией ГКЗ по подсчету запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов, с выделением в продуктивной толще пяти подсчетных объектов: артинского, сакмарского, ассельского, верхнекаменноугольного и среднекаменноугольного. Подсчет запасов выполнен по данным 870 разведочных и эксплуатационных скважин, по каждой из которых в разрезе послойно проводилась оценка пористости и эффективных толщин для коллекторов двух типов – порового ($K_p \geq 6\%$) и порово-трещинного (с K_p 3–6%). Типы коллекторов выделялись по данным ГИС по общепринятой для карбонатных пород методике.

По каждому подсчетному объекту составлены карты толщин коллекторов (порового типа и порово-трещинного), карты концентраций ВМС (для каждого типа коллектора). При оценке содержания в породе подсчитываемого компонента залежи – битума – использованы результаты химико-битуминологических исследований по керну базовых скважин, пробуренных в разных частях месторождения с полным выносом керна (скв. 323 – на центральном блоке, скв. 322 – на западном, скв. 362 и 319 – на восточном), а также результаты более поздних геохимических исследований (более 200 образцов из разных скважин месторождения).

Петрофизической основой при оценке геологических запасов ранее не учитывавшегося высокомолекулярного сырья является наличие связи между концентрацией битумоидов в карбонатной породе и ее пористостью. Учитывая неравномерность по разрезу имеющейся выборки анализов хлороформных битумоидов, для обоснования связи между концентрацией битумоидов и пористостью были дополнительно использованы имеющиеся в массовом количестве результаты определений по керну остаточной нефтенасыщенности по скважинам, пробуренным на водной основе.

Для каждого подсчетного объекта установлены графики связи $C_{\text{ВМС}} - f(K_p)$. Кроме корреляционных связей на графиках даны уравнения, позволяющие по величине пористости, определяемой по ГИС, рассчитать значения концентрации ВМС (битума) в любой точке разреза и для любого типа коллектора (рис. 1).

По каждому подсчетному объекту подсчитаны:

– объем поровых коллекторов;

- объем порово-трещинных коллекторов;
- средневзвешенная пористость поровых коллекторов;
- средневзвешенная пористость порово-трещинных коллекторов;
- средневзвешенное содержание высокомолекулярного сырья в поровом коллекторе;
- средневзвешенное содержание высокомолекулярного сырья в порово-трещинном коллекторе;
- средняя величина кажущейся минералогической плотности поровых коллекторов;
- средняя величина кажущейся минералогической плотности порово-трещинных коллекторов;
- геологические запасы битума (ВМС) в поровых коллекторах ($Q_{\text{ВМС}} = V_{\text{пор.кол.}} \times C_{\text{ВМС пор.}} \times K_{\text{плотн.}}$);
- геологические запасы битума (ВМС) в трещинно-поровых коллекторах ($Q_{\text{ВМС}} = V_{\text{пор.-трещ.}} \times C_{\text{ВМС}} \times K_{\text{плотн.}}$).

Подсчитанные геологические запасы ВМС (до поверхности ВНК) по месторождению составили 2.59 млрд т, половина запасов сосредоточена в порово-трещинных коллекторах; по компонентному составу в поровых коллекторах аккумуляровано 578 млн т масел. При введении кондиционного предела содержания ВМС в породе 0,4% запасы ВМС составят 2200 млн т.

Отчет по подсчету запасов ВМС в рабочем порядке рассмотрен в ГКЗ МПР РФ. Эксперты отметили следующее:

- уникальный объем лабораторных исследований на керне и ГИС с целью установления компонентного состава битумоидов, их дифференцированного содержания в порах породы и в самой породе;
- наиболее подвижными ВМС являются преимущественно масляные фракции, содержащие УВ, которые, как попутные компоненты второй группы, можно отнести к запасам. Поскольку промысловая характеристика этих ВМС не устанавливалась, запасы масляной фракции могут быть отнесены к категории С₂;
- тяжелые смолы, асфальтены в силу своей неподвижности не извлекаются (из образцов) и по состоянию изученности могут быть отнесены только к ресурсам.

Рекомендовано начать промысловые исследования по вовлечению битумоидов в разработку и созданию тем самым материальной базы для продления срока службы

месторождения и обеспечения региона ценным сырьем. Кондиционность запасов битумоидов должна определяться по результатам опытных работ и соответствующей технологической и экономической экспертизы.

Высокомолекулярное сырье в объеме 2012.0 млн т нефтяного эквивалента рекомендовано оценить как перспективные ресурсы с возможностью перевода их в запасы на основе проведения на ОНГКМ опытно-промышленных работ по разработке технологии извлечения ВМС из недр.

В 2005 г. на месторождении в пределах центрального купола пробурена поисково-оценочная скважина 1-ВМС на высокомолекулярное сырье. Скважина вскрыла отложения башкирского яруса с забоем 2000 м. В скважине произведен сплошной отбор керна, в эксплуатационной колонне опробовано девять объектов в отложениях нижней перми – среднего карбона. Опытные закачки растворителя (толуола) показали наличие в пласте, помимо битумоидных компонентов, и жидких нефтяных углеводородов – более преобразованных компонентов ОВ ОНГКМ, ранее отнесенных к так называемой остаточной нефти. Геохимическими исследованиями в скважине 1-ВМС были доказаны нефтегазоматеринские свойства карбонатных продуктивных отложений ОНГКМ, прошедших в зонах газонасыщения не только стадии интенсивной газогенерации на этапах протокатагенеза ПК₁₋₃, но и ранние стадии нефтегенерации МК_{1,2}. Рожденные матрицей в ряду асфальтены – смолы – масла – жидкие нефтяные углеводороды по своему генезису являются матричной нефтью. Кероген – нерастворимый керогеноподобный полимер, химическая деструкция которого привела к формированию асфальтенов и тяжелых смол, к матричной нефти не относится.

В пяти эксплуатационных скважинах проведены опытные работы по закачке ароматических растворителей с целью изучения характера их воздействия на продуктивные отложения, содержащие жидкие углеводороды нефтяного ряда (высоко преобразованное ОВ) и высокомолекулярные битумоидные компоненты (асфальтены, смолы тяжелые спирто-бензольные, легкие бензольные и масла).

Керн скважины 1-ВМС исследован по специальной комплексной программе при участии ряда научно-исследовательских коллективов. По результатам изучения более 2100 образцов керна из нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложений выявлены сингенетичные высокомолекулярные компоненты, содержание которых достигает 6% от объема породы.

Исследованиями свойств высокомолекулярных асфальтенов, смол, парафинов и масел установлена их уникальная способность сорбировать значительное количество низко- и среднемолекулярных углеводородов. Так, поглощение асфальтенами метана составляет 130 м³/т, пропана – около 1000 м³/т, бутана – более 1500 м³/т. Таким образом, тонна спирто-бензольных смол может удерживать до 870 кг гептана. Чрезвычайно высокой сорбционной способностью по отношению к гептану обладают парафины – до 2.5 т и масла – до 1.8 т.

По мнению академика А.Н. Дмитриевского, матричная нефть – это минерально-биогенная углеводородная система, генетически и структурно связанная с породообразующей матрицей (как с ее плотной, так и с пористой частью), формирование и эволюция которой проходила в пределах единого очага. Она состоит из углеводородных и неуглеводородных соединений, содержит значительное количество сингенетических высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, парафинов, масел), жидких нефтяных углеводородов, аномально высокие концентрации уникального комплекса микроэлементов и металлов и включает гигантское количество сорбированных метана, этана, пропана, бутана, жидких углеводородов. Матричная нефть имеет большой запас свободной энергии и высокий в различной степени реализованный генерационный потенциал. Высокое содержание микроэлементов имеет самостоятельное значение при добыче матричной нефти.

В настоящее время на месторождении ведутся экспериментальные работы в скважине по закачке растворителей с целью отработки технологии извлечения матричной нефти.