

номленных топливных ресурсов. Необходимо сделать так, чтобы производители экономичных осветительных приборов сами были заинтересованы в решении этой проблемы. Как известно, потребление энергии в условиях недостаточно развитой экономики низкое, но при этом быстро растет спрос на энергию и обеспечивается её эффективное использование. Поэтому собственное производство и внедрение энергосберегающих технологических средств будет не только способствовать развитию собственной экономики, и в то же время сохранять спрос на энергию на относительно низком уровне, что в свою очередь будет обеспечивать эффективное использование природных энергетических ресурсов. Эффективность в этом случае экономит не только природный, но и человеческий, производственный и другие виды капитала, а также снижает загрязнение окружающей среды.

Экономическое развитие нашей страны на основе энергосбережения может внести посильный вклад в решение современных экологических проблем. Однако определяющей ролью при этом остается необходимость повышения благосостояния увеличивающейся численности населения. С другой стороны, централизованное управление экономикой имеет склонность к использованию неэффективных производственных процессов, низкой эффективности использования энергии, а также в большой доле использования традиционных топливных ресурсов энергетическом балансе. Средняя интенсивность энергопотребления в основных секторах такой экономики хотя и снижается, однако она остается достаточно высокой в сравнении с развитой рыночной экономикой. Поэтому основным фактором будущего экономического развития Беларуси следует считать использование возможностей, связанных с повышением эффективности использования всех видов энергии. Естественно, для реализации таких возможностей потребуются значительные технологические изменения на основе перемещения экономически эффективного капитала из экономически развитых стран, но при этом потребуются также структурные изменения в собственной экономике. Нужна новая экономическая политика, содействующая в первую очередь повышению эффективности использования природных энергетических ресурсов, созданию рыночных отношений в экономике и развитию кооперации на мировом рынке в сфере энергосбережения.

Считаем, что повышение стоимости топливных ресурсов экономически обедняет их потребителей независимо от того, где это происходит и какое их экономическое состояние. Поэтому в таких условиях важны политические меры, направленные на стимулирование эффективного энергопотребления за счет внедрения высокоэффективных технологий, которые позволяют постоянно отказываться от традиционных источников энергии и неэффективного использования природных энергетических ресурсов. При этом максимальная экономия энергии в условиях Беларуси может быть достигнута и определена в следующих основных областях: освещение; отопление, автомобильный транспорт; производственные системы; средства, используемые в быту.

УДК 553.98.(476)

РЕСУРСНАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕНОСНОСТИ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА НА ПРИМЕРЕ САВИЧСКО-БОБРОВИЧСКОГО ОБЪЕКТА

Е. И. Шевелев, О. П. Лемешенко

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, ул. Книжная 15а,
246003 Гомель, Республика Беларусь; e.shevelev@beloil.by

В связи с получением положительных результатов по освоению низкопроницаемых коллекторов в пределах Речицкого месторождения нефти Припятского прогиба, важным вопросом является разработка методики оценки ресурсного потенциала углеводородного сырья, сконцентрированного в низкопроницаемых породах-коллекторах, наибольшее распространение которых в Припятском прогибе характерно для нижнефаменских отложений Центрального района структурных форм. В наши дни существует необходимость в изучении нетрадиционных, трудноизвлекаемых ресурсов, локализация и оценка которых позволит расширить ресурсную базу углеводородов Республики Беларусь. В рамках темы «Разработка научно обоснованной методики и технологии локализации углеводородов в залежах неструктурного типа – слабопроницаемых породах-коллекторах доманикового типа северной

части Центрального района структурных форм Припятского прогиба» выполненной в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть была проведена ресурсная оценка Савичско-Бобровичского участка. Основной задачей являлась выработка методики оценки ресурсов УВ, с помощью которой возможно было провести количественную оценку возможных ресурсов в пределах исследуемого объекта по имеющимся геолого-геофизическим данным.

Существуют различные методы подсчёта запасов и ресурсов УВ [1] в традиционных коллекторах, но для «нетрадиционных» коллекторов отмечается ряд проблем. Главной проблемой количественной оценки прогнозных запасов и ресурсов нефти и газа является определение методических приёмов оценки. Единой утверждённой методики оценки ресурсов в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба в Республике Беларусь на данный момент не существует. По имеющимся геолого-геофизическим данным была предложена методика оценки на основе трёх различных методов, которые взаимодополняют друг друга. Для характеристики традиционных ресурсов нефти, как базовый используют объёмный метод подсчёта запасов УВ [2–4], который позволяет произвести оценку объёма УВ в пустотном пространстве горной породы. При подсчёте ресурсов УВ объёмным методом учитывается ряд характеристик залежи, а именно: площадь, мощность коллектора, пористость, насыщенность УВ, плотность нефти и пересчётный коэффициент. В случае оценки нетрадиционных залежей УВ, не совсем корректно производить оценку ресурсов только объёмным методом, т. к. залежи УВ в низкопористых слабопроницаемых породах обладают рядом отличительных характеристик: региональное простирание, размытые границы, низкая первичная проницаемость, отсутствие очевидных покрышек и ловушек, отсутствие водо-нефтяного контакта, аномально близкое залегание к материнским породам, низкий коэффициент извлечения.

Предварительные работы заключались в построении петрофизической модели на основе поточечной интерпретации ГИС с детальным вертикальным расчленением отложений. Следующим этапом стало создание куба «коллектор-неколлектор». Для этого из общего объёма были выбраны ячейки, которые имели следующие граничные значения пористости $K_p^{tp} = >3\%$ и глинистости $K_r^{tp} = <20\%$ [5]. Данные ячейки в объёме модели приняты как «потенциальный коллектор». При ресурсной оценке использовалось это понятие, как совокупность традиционного коллектора и возможного коллектора.

На основе петрофизической модели были выделены и определены перспективные интервалы и объекты, которые способны аккумулировать УВ в промышленных масштабах. В пределах этих объектов была произведена ресурсная оценка объёмным методом. Площадь нефтеносности была получена на основе оконтуривания перспективных объектов по результатам петрофизического моделирования. Нефтенасыщенная толщина определена по карте перспективных нефтенасыщенных толщин полученной по результатам петрофизического моделирования. Коэффициент пористости принят равным, как среднее значение K_p всех перспективных литопачек. В отличие от традиционного резервуара, который помимо углеводородов содержит воду, высокоуглеродные формации являются гидрофобными, т. е. в них мало свободной воды и она практически не влияет на характер размещения углеводородов в породе, хотя полностью отрицать наличие воды в высокоуглеродной толще нельзя. Поэтому при подсчете ресурсов объёмным методом коэффициент нефтенасыщенности принят равным 0,8 [6]. Плотность нефти и пересчётный коэффициент, необходимые для оценки ресурсного потенциала участка, были приняты как средние значения параметров по межсолевым залежам близлежащих открытых месторождений.

В результате начальный ресурсный потенциал участка составил 92 040 тыс. т у. е. Для более корректной оценки ресурсов введён коэффициент подтверждаемости наличия ресурсов (К), равный 0,5 для Днепровско-Донецкого бассейна [7]. В результате окончательный объём оцененных ресурсов равен 46 020 тыс. т у. е. геологических ресурсов. Данный объём УВ могут аккумулировать в себе перспективные литопачки межсолевой толщи Савичско-Бобровичского участка.

Второй использованный метод для оценки ресурсов – объёмно-генетический. При подсчёте ресурсов нефти, объём которой зависит напрямую от углеводородного потенциала породы, в которой она содержится, в дополнение к традиционным методам оценки ресурсов и запасов сланцевой нефти важную роль играет оценка ресурсов объёмно-генетическим методом, основанным на возможностях самой породы генерировать углеводороды. С помощью этого метода оцениваются генерационный потенциал нефтегазоматеринской толщи и степень его реализации. Суть метода заключается в оценке количества УВ, которые могли образоваться в процессе катагенетического преобразования ОВ, десорбироваться и эмигрировать из нефтематеринской толщи в коллектор. С учётом вероятных потерь

УВ в процессе миграции рассчитывается их количество, которое могло аккумулироваться в залежи. Использование этого метода позволяет избежать субъективного набора параметров и сопоставлять объёмы углеводородов, рассчитанные объёмным и объёмно-генетическим методами. Существуют разные методики расчёта углеводородного потенциала, в зависимости от полноты исходных данных применяется тот или иной вариант расчета [6].

Определение количества эмигрировавших УВ является наиболее точной частью этого метода, а его применение рекомендуется для оценки регионов или их крупных частей со слабо разведанными запасами для установления максимально возможного объёма прогнозных УВ. При подсчёте начальных потенциальных ресурсов нефти был использован объёмно-генетический метод в модификации С. Г. Неручева [8, 9], позволяющий с достаточной точностью определить количество генерированных и эмигрировавших УВ. Перенос объёмно-генетический метод оценки ресурсов на изучаемый участок мы получаем следующие результаты:

$$Q_{эм} = 0,012 \cdot [C_{орг} \cdot \rho \cdot h \cdot 10^4] \cdot C_{орг} \cdot P \left[\frac{K}{1 - K} \right] \text{ т/км}^2$$

где $C_{орг}$ был принят для межсолевых отложений, как среднее значение по всем определениям по результатам геохимических исследований кернового материала. Плотность пород (ρ) для межсолевых отложений принята согласно результатам исследования керна, как среднее значение. h – средневзвешенная мощность нефтематеринских отложений. Коэффициент миграции (k) определён по зависимости от градации катагенеза для разных генетических типов ОВ и его концентраций [8]. Биту-мюидный коэффициент (P) определён по зависимости Успенского-Вассоевича [10]. Исходя из упомянутой формулы мы получаем величину эмигрированной нефти на единицу площади для межсолевых отложений: $Q_{эм} = 191\,648$ т у. е./км². Умножая количество эмигрированной нефти на коэффициент аккумуляции для Днепровско-Донецкого бассейна равный 0,2, получаем количество аккумулировавшихся УВ. В результате плотность ресурсов составила 38 329 т у. е./км². Площадь нефтематеринских пород составляет 0,86 тыс. км². Конечный объём эмигрированной нефти – 32 963 тыс. т у. е.

Основным способом оценки перспективности площадей традиционных залежей с точки зрения оценки ресурсов УВ в недрах, является метод аналогий [11]. При оценке ресурсов УВ принято «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата», разработанные ВНИГНИ в 2000 г. [3]. Из способов прогноза ресурсов УВ методом геологических аналогий использовался способ оценки по удельным плотностям на единицу площади, т. к. способ оценки ресурсов на единицу объёма применим для регионов, где установлены закономерности изменения объёмов возможно продуктивных комплексов, а способ прогноза ресурсов по запасам усреднённой структуры применим, преимущественно, к регионам с антиклинальным типом ловушек. В Припятском прогибе не установлено чётких закономерностей изменения объёмов нефтегазоносных комплексов, а большинство открытых и прогнозируемых ловушек УВ приурочено к неантиклинальным объектам.

Способ прогноза ресурсов по удельным плотностям запасов на единицу площади применён в условиях достаточной изученности расчётных участков, при которой известны их площади и ограниченное число информативных параметров, достаточное для сопоставления расчётных участков с эталонными и оценки сводных коэффициентов аналогии между ними. В пределах принятых границ эталонного участка определяется его площадь и удельная (на единицу площади) плотность начальных запасов УВ. В качестве эталонных принимались месторождения с наиболее типичным для данного расчётного участка строением, открытие аналогов которых прогнозируется в перспективе. Для исследуемого участка, как эталонный, был принят Северо-Домановичский эталонный участок, находящийся на севере в непосредственной близости с исследуемым объектом.

Начальные потенциальные ресурсы по эталонному участку 1 533 тыс. т у. е., площадь эталонного участка 0,034 тыс. км². Средняя плотность ресурсов по эталонному участку составляет 45,1 тыс. т у. е./км². Расчётный исследуемый участок имеет площадь 810 км². Начальные потенциальные ресурсы составили 36 530 тыс. т у. е.

Также с целью определения объёмов возможных ресурсов УВ в первоочередных объектах для геолого-разведочных работ была произведена более детальная оценка объёмным методом. По литолого-петрофизическим характеристикам и результатам литофациального анализа перспективными в пределах Савичско-Бобровичского участка являются петриковско-тремлянские отложения, Наиболее

перспективными с точки зрения петрофизических свойств являются литопачки: 2.1.1.a, 2.2.1.a, 2.2.1.b, 2.2.2.a, 2.2.2.b, 2.2.2.c, 2.3.2.a.

Для определения ресурсного потенциала объектов первой очереди проведена низкая, средняя и высокая оценки. Регулирующим фактором оценки является минимальное граничное значение пористости. Количество ячеек с пористостью 3–6 % составляет около 60 %; с пористостью 6–9 % – около 30 %; с пористостью более 9 % – 10 % от числа «эффективных ячеек» (пористость более 3 %).

Для максимальной оценки принято значение пористости равное 3 %. Данное значение пористости было принято при оценке ресурсов объёмным методом, как минимальное граничное значение. Для средней оценки принято значение пористости 6 %, а для минимальной – 9 %. Эти ресурсы классифицированы как Условные ресурсы по категориям 3С (Р10), 2С (Р50) и 1С (Р90) соответственно.

Для оценки геологических ресурсов первоочередных объектов был использован полный эффективный поровый объём перспективных литопачек в пределах перспективных объектов (Западно-Савичский, Восточно-Савичский, Западно-Цидовский) по результатам петрофизического моделирования. Для определения величины ресурсов УВ полученный из петрофизической модели полный эффективный поровый объём ($V_{\text{эпо}}$) в пределах первоочередных объектов был умножен на коэффициент нефтенасыщенности, плотность нефти и пересчетный коэффициент. Объём ресурсов указан в табл.

Таблица – Объём потенциальных нефтяных ресурсов Припятского прогиба

Эффективный поровый объём, $V_{\text{эпо}}$	Объём геологических ресурсов, тыс. т	Объём геологических ресурсов с учётом коэффициента подтверждаемости [7], тыс. т у. е
Западно-Савичский объект		
$K_{\text{п}} > 3 \% (3C)$	88 071	27 742
$K_{\text{п}} > 6 \% (2C)$	35 315	11 124
$K_{\text{п}} > 9 \% (1C)$	356	112
Восточно-Савичский объект		
$K_{\text{п}} > 3 \% (3C)$	91 590	28 851
$K_{\text{п}} > 6 \% (2C)$	19 591	6 171
$K_{\text{п}} > 9 \% (1C)$	917	289
Западно-Цидовский объект		
$K_{\text{п}} > 3 \% (3C)$	36 612	11 533
$K_{\text{п}} > 6 \% (2C)$	9 462	2 981
$K_{\text{п}} > 9 \% (1C)$	352	111

В результате по средней оценке возможные геологические ресурсы первоочередных объектов Савичско-Бобровичского участка составили 20 276 тыс. т у. е.

Таким образом, каждый из использованных методов ресурсной оценки имеет свои положительные и отрицательные стороны. Это говорит о том, что при ресурсной оценке нетрадиционных залежей необходимо комплексно, используя, как минимум, два различных метода оценки. Наиболее подходящие для этого методы – объёмный и объёмно-генетический. Первый метод позволяет оценить эффективный объём и количество УВ, которые способен этот объём аккумулировать. Второй метод позволяет определить количество УВ, эмигрировавших из материнской толщи и способных аккумулироваться в ловушках. Совокупность методов позволит оценить потенциал нефтеносности того или иного объекта исследований. Как контрольные можно использовать и иные методы, например, метод площадных аналогий.

В пределах изучаемого объекта была произведена ресурсная оценка тремя методами. В результате по предварительной оценке в пределах лицензионного участка может содержаться в межсолевой толще от 33 млн т. до 46 млн т УВ сырья.

По имеющимся на текущий момент данным наиболее подходящим методом для оценки геологических ресурсов нетрадиционных залежей УВ доманикового типа является объёмно-генетический метод показывающий, возможную величину сгенерированных и эмигрировавших УВ из нефтематеринской толщи в пределах исследуемого объекта. Ресурсная оценка составляет порядка 33 млн т УВ.

Для более корректной оценки ресурсов и запасов УВ в нетрадиционных залежах доманикового типа необходимо использование современных методов оценки. Основным методом оценки сланцевой нефти в мировой практике является метод пиролиза (Rock-Eval). Данный метод основывается на оценке объёма генерации углеводородов по результатам комплексных геохимических исследований и позволяет определить на практике углеводородный потенциал нефтегазоматеринской породы.

1. *Бжицких Т. Г.* Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2011. 263 с.
2. *Гутман И. С.* Методы подсчёта запасов нефти и газа. М.:Недра, 1985. 223 с.
3. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. М.– Тверь: ВНИГРИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
4. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них литопачков: Справочник / Под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. М.: Недра, 1989. 270 с.
5. *Бескопыльный В. Н., Халецкий А. В., Рыбалко И. П.* Потенциал добычи углеводородов из полуколлекторов традиционных месторождений Беларуси // Докл. НАН Беларуси. 2013. Т. 57, №4. С. 110–113.
6. Временное методическое руководство по подсчёту запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа. Тюмень, 2016.
7. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГРИ, 2000. 289 с.
8. *Неручев С. Г.* Общая количественная модель углеводородов, генерируемых органическим веществом пород, и месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 2010. №4. С. 2–7.
9. Теория и практика нефтегеологического прогноза. Спб.: ВНИГРИ, 2008. 366 с.
10. *Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 384 с.
11. *Жданов М. А.* Методы оценки перспективных запасов нефти и газа. М.: ГОСИНТИ, 1959. 62 с.

УДК 552.578.2.061.4

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. В. Шелюто

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, ул. Книжная 15а,
246003 Гомель, Республика Беларусь; A.Sheluto@beloil.by

Повышение дебитов добывающих скважин – основная задача нефтедобывающей отрасли. Дебит скважины во многом зависит от состояния призабойной зоны пласта и её фильтрационных характеристик. Даже незначительное изменение проницаемости, может значительно снизить продуктивность скважины. Одна из причин изменения продуктивности – изменение напряжений в пласте и призабойной зоне пласта.

В начальных пластовых условиях вследствие упругости пород продуктивного пласта и насыщающих его жидкостей поровое пространство находится в раскрытом состоянии и не препятствует движению жидкости. Однако при вскрытии пласта или при добыче, давление снижается и происходит сжатие пустотного пространства [1].

Такие изменения особенно часто встречаются в карбонатных коллекторах, которые характеризуются разнообразием основных составляющих структуры ёмкостного пространства (пор, каверн, трещин). Проницаемость таких пород, главным образом, обеспечивается трещиноватостью. В процессе разработки по мере снижения пластового давления происходит смыкание трещин пласта.

Большая часть запасов нефти Припятского прогиба сосредоточена в карбонатных коллекторах. В связи с этим, проблема изменения фильтрационных характеристик пласта и снижение продуктивности в процессе разработки месторождений актуальна для Беларуси. Понимание природы и прогнозирование изменений в коллекторе позволяет подобрать оптимальные дебиты, депрессии и пластовые давления для максимально эффективной разработки месторождений.

Рассмотрим изменение фильтрационных характеристик пласта в процессе разработки межсолевой залежи Тишковского месторождения нефти. Межсолевая залежь Тишковского месторождения эксплуатируется четырьмя скв. 60s2, 47s2, 156, 9072. В геологическом строении межсолевой залежи месторождения принимают участие породы домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов франского яруса девонской системы. Промышленно нефтеносными являются отложения задонского и елецкого горизонтов. Тип залежи – пластовая, сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная, структурно ограниченная. Тип коллектора – карбонатный, порово-каверново-трещинный.