

ОЦЕНКА УВЕЛИЧЕНИЯ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРАНИЧНОГО ЗНАЧЕНИЯ ПОРИСТОСТИ

**В.И. Петренко, академик РАЕН, профессор кафедры нефтегазового дела
Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь,
тел.: 89188715539; e-mail: petrenko-stavropol@rambler.ru**

**М.В. Овчаренко, аспирант кафедры геологии нефти и газа
Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь,
тел.: 89187469787; e-mail: mv_ovcharenko@mail.ru**

**М.В. Нелепов, заведующий лабораторией
ООО «НК – "Роснефть"-НТЦ»,
тел.: 89882456041; e-mail: mv_nelepov@rn-ntc.ru**

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

В работе выполнена оценка возрастания начальных запасов нефти при некотором увеличении граничного значения пористости на примере I пласта нижнего мела месторождения Подсолнечное Восточного Ставрополя.

An estimation of increase of initial oil deposits with some increase of the boundary values of porosity on the example of the first formation of the Lower Cretaceous Podsolnechnoye deposits of East Stavropol has been given in this article.

Ключевые слова: залежь, пористость, проницаемость, коллектор, нефть.

Key words: deposit, porosity, permeability, reservoir rock, oil.

Нами для нижнемеловых отложений Восточного Ставрополя были получены обобщенные связи по всем продуктивным пластам, установлены граничные значения коллектор-неколлектор, при этом по всем пластам, кроме пласта I, по которому явно выделялись отдельные зоны, по площади наблюдалась очень высокая связь параметра проницаемости ($K_{пр}$) с коэффициентами пористости ($K_{по}$) и водонасыщенности. Для Восточного Ставрополя граничные параметры определяются, прежде всего, по проницаемости пород, однако учитывается и пористость. Для месторождения Подсолнечное значение пористости принято с учетом экспериментальных исследований, выполненных в 60-х гг. прошлого века лабораторией физики пласта СевКавНИПИ-нефть (руководитель – Н.С. Гудок). Возникает закономерный вопрос: если на соседней Граничной площади значение пористости для кондиционных коллекторов ниже по сравнению с принятыми для месторождения Подсолнечное, то, может быть, в последней породы, отнесенные к неколлекторам, в действительности частично представлены коллекторами или – в крайнем случае – некондиционными коллекторами? Для примера можно привести динамику граничных значений проницаемости. В начальный период развития газовой промышленности страны породы в газовых залежах с проницаемостью ниже $5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ принимались как неколлекторы, тогда как в настоящее время в большинстве случаев к неколлекторам относят породы с проницаемостью ниже $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Некондиционные коллекторы могут иметь значительное распространение в пределах месторождений углеводородов. В газоконденсатном месторождении Хасси Р'Мель в Алжире [5] из общего объема пород на некондиционные коллекторы приходится 9,8 %, поровый объем которых составляет 7,4 % от общего порового объема пород. По отношению к величинам общих объемов флюидов в геологической структуре этого месторождения в некон-

диционных коллекторах определены следующие ресурсы флюидов: газа – 4,2 %, остаточной нефти – 11,7 % (месторождение является вторичным газоконденсатным), остаточной воды – 9,5 %. Следует отметить, что неколлекторы в месторождении Хасси Р’Мель составляют 54,5 %, их поровый объем равен 39,5 % от общего порового объема всех пород, и в этом поровом объеме сосредоточены огромные объемы флюидов: 4,1 % газа, 53,3 % – остаточной нефти и 68,9 % – поровых вод.

Породы-неколлекторы, некондиционные коллекторы присутствуют и в месторождении Подсолнечное. Оценка показала, что объем всех пород в пределах залежи I пласта нижнего мела равен $227,123 \times 10^6 \text{ м}^3$. При граничном значении пористости в 22 % объем кондиционных коллекторов составляет $75,286 \times 10^6 \text{ м}^3$, следовательно, объем неколлекторов равен $151,837 \times 10^6 \text{ м}^3$, или 66,8 % от общего объема пород.

Официально запасы нефти подсчитывались для пород с пористостью 22 %. К некондиционным коллекторам рассматриваемого месторождения авторы данной работы относят породы в пределах пористости от 22 до 16 %. С целью подсчета объемов флюидов в некондиционных коллекторах была проведена переинтерпретация материалов с использованием интегрированной системы обработки данных ГИС программного комплекса «Прайм», что позволило получить новые величины толщин в сравнении с принятыми ранее при подсчете запасов нефти (таблица). Из таблицы видно, что при снижении граничного значения пористости с 22 до 18,5 % приращение толщин нефтенасыщенных пород для некоторых скважин весьма значительно.

Выполненная оценка показала, что объемы флюидов, находящихся в некондиционных коллекторах, значительны (рис. 1, 2). Из рисунка 1 следует: при изменении граничного значения пористости от 22 до 18,5 % прирост запасов нефти равен 668 усл. ед., что составляет 15,1 % от подсчитанных ранее запасов нефти в 4411 усл. ед. При изменении граничного значения пористости от 18,5 до 16 % прирост запасов нефти равен 215 усл. ед., что составляет 4,87 % от подсчитанных запасов нефти.

Это весьма значительное увеличение запасов нефти предполагает, что они в некоторой степени могут влиять на процесс разработки залежи. Это влияние может быть вызвано проявлением так называемого «внутреннего» водонапорного режима [4], который, по мнению авторов работы [1], при продолжительной разработке месторождений всегда проявляется как внутренний флюидонапорный режим, обусловленный изменением фазовых проницаемостей флюидов в некондиционных коллекторах и в неколлекторах.

В целом же при изменении граничного значения пористости от 22 до 16 % прирост запасов нефти равен 883 усл. ед., или 19,97 % от принятых на баланс.

К настоящему времени экспериментальными и натурными исследованиями установлено (В.К. Кирюхин, С.И. Смирнов, 1973; Г.В. Рассохин, 1975; Т.А. Плугина, 1978), что совершенно непроницаемых пород нет. Экспериментальные исследования позволили выявить сложную картину движения флюидов через низкопроницаемые породы. В породах фильтрация газообразных и жидких флюидов начинается при достижении определенного градиента давления, обычно рассчитываемого в МПа/м [1]. Механизм проявления внутреннего водонапорного режима в таких породах заключается в следующем: при значениях гидравлического градиента (i), меньших начального (i_0), скорость движения равна нулю, а для $i > i_0$ скорость движения подчиняется в основном линейному закону.

Таблица

**Сравнение принятых и выделенных толщин
при снижении граничного значения пористости**

Скважина	Толщины по принятой методике оценки ($K_{п} = 22\%$)			Толщины при изменении граничного критерия ($K_{п} = 18,5\%$)			Общее приращение толщин	
	Интервал, м		Толщина, м	Интервал, м		Толщина, м	м	%
1	2744,5	2750,6	6,1	2742,7	2751,7	9	2,9	15,9 %
	2751,7	2759,5	7,8	2751,9	2760,9	9	1,2	6,6 %
	2760,9	2765,2	4,3	2760,9	2765,2	4,3	–	–
2	–	–	–	2742,7	2744,1	1,4	1,4	9,6 %
	2747,7	2755,3	7,6	2746,8	2756,5	9,7	2,1	14,4 %
	2756,5	2759,8	3,3	2756,5	2759,8	3,3	–	–
3	2759,8	2763,5	3,7	2759,8	2764,3	4,5	0,8	5,5 %
	2754,5	2760,2	5,7	2752,2	2760,2	8	2,3	40,4 %
5	2758,8	2766,0	7,2	2756,9	2766,0	9,1	1,9	16,8 %
	2766,0	2770,1	4,1	2766,0	2770,1	4,1	–	–
11	–	–	–	2750,5	2752,7	2,2	2,2	16,3 %
	2754,2	2767,7	13,5	2753,6	2767,7	14,1	0,6	4,4 %
22	2757,2	2761,6	4,4	2755,0	2761,6	6,6	2,2	50,0 %
	2753,8	2760,4	6,6	2753,2	2761,6	8,4	1,8	22,5 %
36	2761,6	2763,0	1,4	2761,6	2763,0	1,4	–	–
	2746,7	2751,5	4,8	2746,7	2752,2	5,5	0,7	4,5 %
44	2752,2	2753,7	1,5	2752,2	2754,8	2,6	1,1	7,0 %
	2754,8	2757,3	2,5	2754,8	2758,1	3,3	0,8	5,1 %
	2758,1	2765,0	6,9	2758,1	2765,0	6,9	–	–
45	–	–	–	2746,6	2747,5	0,9	0,9	5,7 %
	2748,2	2761,8	13,6	2747,9	2762,8	14,9	1,3	8,2 %
	2762,8	2765,0	2,2	2762,8	2765	2,2	–	–
63	2753,2	2763,5	10,3	2751,4	2764,3	12,9	2,6	19,1 %
	2764,3	2767,6	3,3	2764,3	2767,6	3,3	–	–
68	2758,1	2759,5	1,4	2756,4	2760,3	3,9	2,5	25,8 %
	2760,3	2765,9	5,6	2760,3	2766,8	6,5	0,9	9,3 %
	2766,8	2769,5	2,7	2766,8	2770,5	3,7	1	10,3 %
69	–	–	–	2762,4	2763,3	0,9	0,9	14,1 %
	2764,2	2768,8	4,6	2763,8	2769,6	5,8	1,2	18,7 %
	2769,6	2771,4	1,8	2769,6	2771,4	1,8	–	–
70	2761,8	2768,7	6,9	2761,4	2769,8	8,4	1,5	15,3 %
	2769,8	2772,7	2,9	2769,8	2772,7	2,9	–	–
83	2751,0	2760,3	9,3	2749,7	2761,0	11,3	2	18,3 %
	2761,0	2762,6	1,6	2761,0	2762,6	1,6	–	–
87	–	–	–	2747,8	2748,9	1,1	1,1	10,3 %
	2752,3	2753,2	0,9	2750,6	2753,9	3,3	2,4	22,4 %
	2753,9	2760,5	6,6	2753,9	2761,4	7,5	0,9	8,4 %
	2761,4	2764,0	2,6	2761,4	2764,8	3,4	0,8	7,5 %
	2764,8	2765,4	0,6	2764,8	2765,9	1,1	0,5	4,7 %

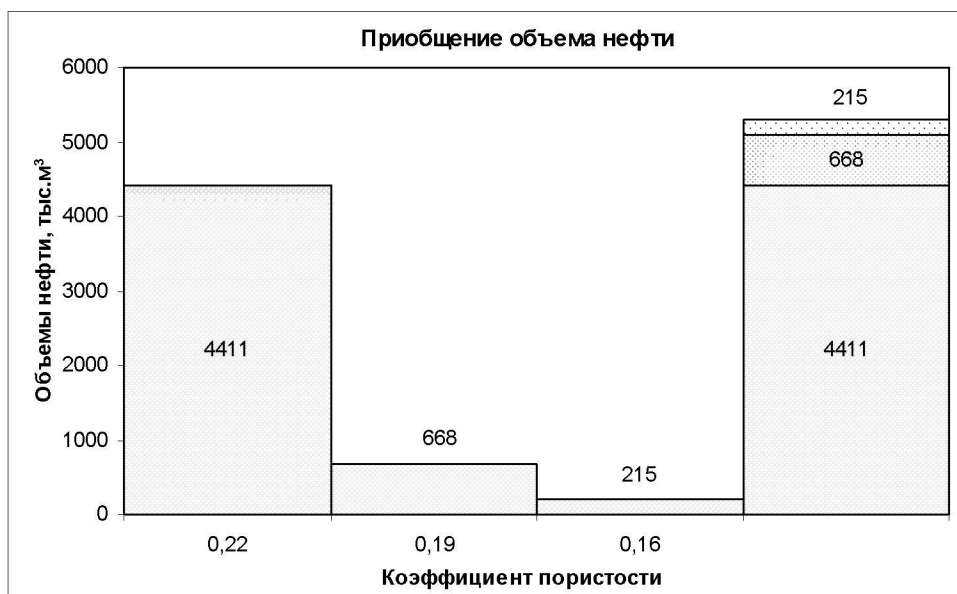


Рис. 1. Увеличение запасов нефти при изменении граничного значения пористости пород

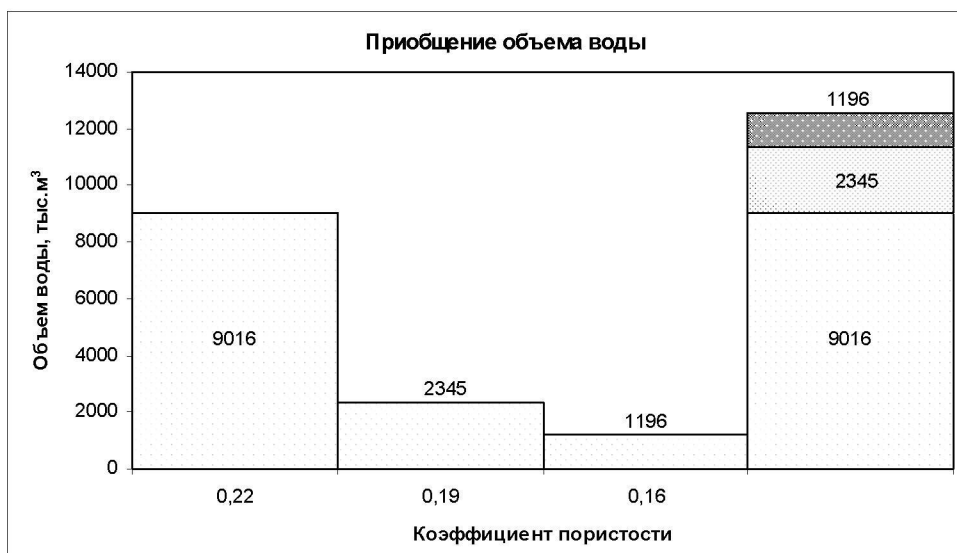


Рис. 2. Увеличение «ресурсов» остаточной воды при изменении граничного значения пористости пород

Следовательно, величину i_0 можно рассматривать как начальный гидравлический градиент, при достижении которого и для низкопроницаемых пород наблюдается прямая зависимость между гидравлическим градиентом и скоростью движения флюида. Таким образом, физическая сущность начального градиента давления заключается в том, что в породе жидкие и газообразные флюиды могут двигаться только при создании определенного гидравлического перепада давления, способного перемещать молекулы флюидов, удерживаемые в поровом пространстве породы различными силами связи.

Залежь I пласта нижнего мела Подсолнечного месторождения разрабатывалась на естественном режиме. Новые скважины либо вводились с уже

обводненной продукцией, либо быстро обводнялись после начала эксплуатации. По ряду скважин обводненность продукции доходила до 90 %, затем она стабилизировалась и даже снижалась. Некоторые скважины продолжительное время эксплуатировались с постоянной обводненностью продукции. До начала разработки пластовое давление составляло 29,1 МПа, к 01.01.2006 г. оно понизилось до 27 МПа. Не исключено, что значительная начальная обводненность продукции была обусловлена высокой проницаемостью некоторых прослоев пород-коллекторов и быстрым внедрением законтурных вод по напластованию. Кроме того, некоторые скважины могли попасть в зоны развития суперколлекторов (В.А. Гридин).

В последнее время широко обсуждается вопрос о возможности восполнения запасов УВ за счет их подтока по вертикали [2]. Не отрицая такой возможности, авторы работы хотят обратить внимание на наличие в пределах геологических структур, к которым приурочены месторождения, огромных «ресурсов» нефти или газа. При длительной разработке собственно «кондиционной» залежи в течение продолжительного периода времени, измеряемого десятилетиями (Ромашкинское нефтяное месторождение разрабатывается более 50 лет), создаются значительные перепады давления на огромных площадях сопряжения неколлекторов и некондиционных коллекторов, с одной стороны, и кондиционных коллекторов, с другой, которые обуславливают эмиграцию нефти и воды из неколлекторов в коллекторы.

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы: 1) наряду с другими параметрами, выбор граничных величин пористости имеет важное значение для подсчета начальных запасов нефти; 2) в любой нефтяной залежи в некондиционных коллекторах и неколлекторах имеются значительные «ресурсы» нефти и поровой воды, которые при определенных условиях частично могут поступать в залежи, влиять на их разработку и извлекаться эксплуатационными скважинами.

Библиографический список

1. *Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ* / В. И. Петренко, В. В. Зиновьев, В. Я. Зленко [и др.] – М. : Недра, 2003. – 511 с.
2. *Дмитриевский А. Н.* Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки / А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев, М. Н. Смирнова // Генезис нефти и газа. – М. : ГЕОС, 2003. – С. 106–109.
3. *Рассохин Г. В.* Экспериментальное исследование величин предельного градиента давления для коллекторов месторождений Коми АССР / Г. В. Рассохин, В. И. Сливков, В. Е. Уляшев // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1975. – № 10. – С. 18–23.
4. *Chierici G. L.* Abnormally high-pressured gas reservoirs subject to an «internal water drive». A numerical model study / G. L. Chierici, G. M. Ciucci, G. Sclocchi, L. Terzi // Colloq. Inter. Techn. Explor. et Exploit. Hydrocarbures. – Paris, 1975. – P. 191–201.
5. *Ghalem T.* Geodynamique des fluides dans le cadre du gisement de Hassi R'Mel / T. Ghalem, M. Terkmani, V. Petrenko, V. Potukaev // 4-eme Seminaire National des Science de la Terre (Alger, 5–7 Juin 1982): – Alger : Centre National de Recherches et d'Applications des Geosciences (C.R.A.G.), Institut des Sciences de la Terre (I.S.T.), 1982. – P. 46.