

МЕТОД ОЦЕНКИ ВЕЛИЧИНЫ ДОПОЛНИТЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ НА МОДЕЛИ ПЛАСТА

А.В. Пестерев (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Повышение нефтеотдачи выработанных пластов экономически более рентабельно, чем поиск и обустройство новых месторождений. Однако ошибки в прогнозе остаточных запасов и при выборе МУН приводят к финансовым потерям.

С достаточной точностью значение остаточного нефтенасыщения $K_{\text{но}}$ можно получить по результатам лабораторных исследований на керне. По современным представлениям [1], остаточная нефть, получаемая в фильтрационном эксперименте, неоднородна по своей структуре. Она складывается из условно подвижной (капиллярно-защемленной) и прочно связанной (адсорбированной на поверхности пор и нефти тупиковых пор).

Цель работы – разработка метода оценки величины условно подвижной нефти в остаточных запасах при применении МУН.

Предлагаемый метод включает этапы:

1) формирование выборки данных по результатам определения фазовой проницаемости и коэффициента вытеснения нефти водой, статистическая проверка выборки на однородность по фильтрационно-емкостным параметрам (пористость, проницаемость);

2) расчет фильтрационного параметра δ_k , определяемый как соотношение эффективной и абсолютной проницаемости для воды [2];

3) построение степенной зависимости $K_{\text{но}}(\delta_k)$. При $\delta_k = 1$ значение $K_{\text{но}}$ имеет физический смысл условно подвижной нефти.

Апробацию метода оценки дополнительно извлекаемой нефти проводили на одном из месторождений Томской области. Зависимость остаточного нефтенасыщения от фильтрационного параметра строили на основании результатов 18 экспериментов на единичных образцах и 4 экспериментов на колонках из 5–6 образцов терригенного керна верхнеюрских отложений. Проницаемость для газа от 0,0012 до 0,1643 мкм², пористость – от 13,3 до 16,3 %. При проведении фильтрационных экспериментов моделировались термобарические условия месторождения.

Зависимость $K_{\text{но}}$ от фильтрационного параметра представлена на рис. 1. В точке пересечения кривой с осью ординат при $\delta_k = 1$ имеем

оценку условно подвижной нефти, равную 21,9 %. Таким образом, при оценке эффективности третичных методов увеличения нефтеотдачи в фильтрационных экспериментах конечное нефтенасыщение определится как разность значений $K_{\text{но}}$ после заводнения и условно подвижной нефти. Следует отметить, что точность оценки зависит от объема исходных данных.

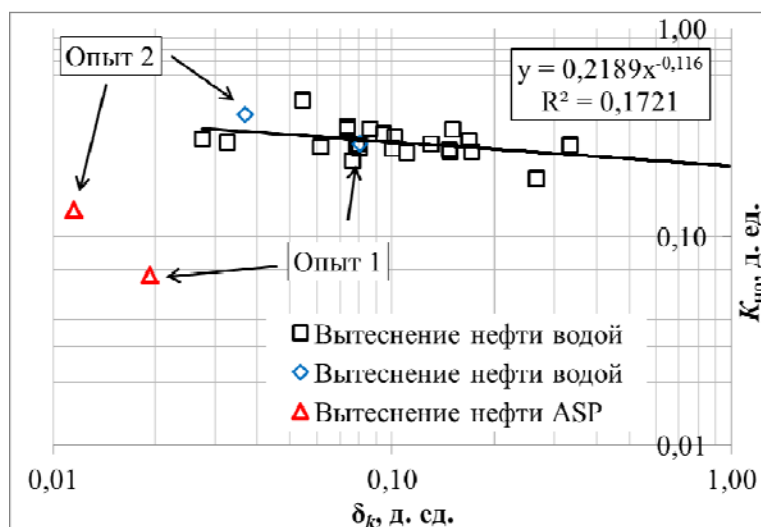


Рис. 1. Зависимость остаточного нефтенасыщения от фильтрационного параметра

Для извлечения условно подвижной нефти было проведено 2 эксперимента по закачке щелочно-ПАВ-полимерной композиции (Alkali-Surfactant-Polymer, ASP) на колонках образцов керна. Подробно дизайн эксперимента описан в работе [3].

Закачке композиции ASP предшествует оторочка технологической воды, для определения оптимальной солености которой был проведен тест на фазовое поведение системы AS–нефть. Было определено две области оптимальной минерализации оторочек воды – 11 г/л NaCl (опыт № 1) и 19 г/л NaCl (опыт № 2).

Фильтрационные эксперименты проводились в два этапа:

1) вытеснение нефти водой в соответствии с ОСТ 39-195–86, средняя величина $K_{\text{но}}$ по колонке определялась методом баланса фаз;

2) последовательная закачка оторочки технологической воды (0,4 объема пор), смесь ASP (0,4 объема пор), полимер (0,4 объема пор) и повторная фильтрация модели пластовой воды (2–3 объема пор).

Результаты фильтрационных экспериментов представлены в таблице.

Результаты определения вытеснения нефти водой и композицией ASP

Опыт	$K_{пр_газ}^2$ МКМ	$K_{п_газ}$, %	$K_{во}$, %	$K_{но}$ по- сле за- водне- ния, %	$K_{но}$ после МУН, %	
					прогноз	факт
№ 1	0,0074	16,2	44,2	28,0	6,1	6,5
№ 2	0,0040	14,6	48,0	38,8	16,9	13,5

Таким образом, разработан метод прогноза дополнительно извлекаемой нефти при применении третичных методов. В серии опытов по ASP-заводнению показана сходимость прогнозных значений остаточного нефтенасыщения и фактических данных.

Литература

1. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. М.: Недра, 1992. 270 с.
2. Пестерев А.В. Метод анализа результатов лабораторного определения коэффициента вытеснения на керне / А.В. Пестерев, Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тупицын // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: XVI научно-практическая конференция (20–22 сентября 2016 г.): тезисы докладов. Анапа, 2016. С. 24.
3. Skripkin A.G. Experimental studies of oil recovery after Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) flooding with West Salym cores / A.G. Skripkin, I.A. Kuznetsov, Y.E. Volokitin, I.V. Chmuzh // SPE-162063. 2012.