

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ НА НЕОДНОРОДНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

А.М. Горшков¹, В.В. Филонов²

Научные руководители заведующий лабораторией «Геологии месторождений нефти и газа» ЦППС НД ИПР В.Е. Баранов, заведующий лабораторией физики пласта А.Г. Скрипкин²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время наблюдается увеличение количества нефтяных месторождений со сложнопостроенными коллекторами, в частности на территории Томской области известны такие месторождения как Останинское, Онтонигайское, Западно-Полуденное, Советское и др. на которых выделяются несколько пластов с сильно различающейся проницаемостью.

На сегодняшний день проведено множество лабораторных экспериментов по определению коэффициента вытеснения (Квыт) нефти водой на неоднородной модели пласта, воспроизводящей коллектор с изолированными друг от друга пропластками непроницаемой перемычкой [1].

При разработке таких коллекторов нефть вытесняется в основном только из высокопроницаемого пласта, тогда как низкопроницаемый, как правило, остается не затронут заводнением. Другая распространенная ситуация на месторождении – гидродинамически связанные пласты с разной проницаемостью. Фильтрационные процессы в этом случае характеризуются перетоками жидкости из одного пропластка в другой. Для построения адекватной гидродинамической модели таких пластов необходимо лабораторное моделирование этого процесса. В литературе подобные эксперименты не описаны.

Цель работы: провести лабораторные исследования коэффициента вытеснения нефти водой на гидродинамически связанных пластах с разной проницаемостью.

Поставленная задача решалась в два этапа:

- определение Кывт нефти водой на однородной модели пласта;

- определение Кывт нефти водой на неоднородной модели, состоящей из двух половинок керна разной проницаемости гидродинамически связанных между собой.

Как правило, эксперименты по определению Кывт нефти водой проводят только на представительных образцах керна (с характерной для рассматриваемого месторождения пористостью и проницаемостью). В данном исследовании было выбрано одно из месторождений Томской области, представленное терригенным песчаным коллектором. Для проведения экспериментов по определению Кывт нефти водой использовались цилиндрические образцы керна диаметром 70 мм и длиной около 45 мм, имеющие фазовые проницаемости по нефти при пластовых условиях от $1.3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $459 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Все эксперименты по определению Кывт нефти водой проводились на установке ПИК-ОФП/ЭП в соответствии с ОСТ 39-195-86 [2]. Перед фильтрационным экспериментом в образцах керна задавалась начальная водонасыщенность, оставшаяся часть пор заполнялась углеводородами.

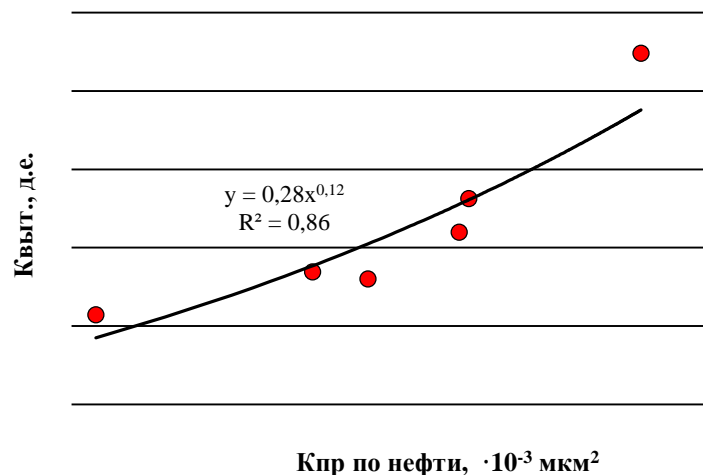


Рис. 1 Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от эффективной проницаемости по нефти

Образцы керна помещались в кернодержатель фильтрационной установки, создавалось пластовое и горное давление, поднималась температура до пластового значения. На первом этапе через образцы фильтровалась нефть, затем моделировался процесс заводнения – нефть вытеснялась моделью пластовой воды. Скорость закачки воды устанавливалась в соответствии с технологическими требованиями для исследуемого месторождения. Остаточная нефтенасыщенность керна и коэффициент вытеснения нефти определялись методом материального баланса.

Первый этап экспериментальной программы включал определение коэффициента вытеснения нефти водой на единичных образцах керна. Исследуемый коллектор представлен шестью образцами, характеризующими весь диапазон проницаемости. На рис. 1 представлен график зависимости Квыт от проницаемости по нефти при пластовых условиях.

Из рис. 1 видно, что для рассматриваемого месторождения зависимость Квыт от проницаемости является степенной функцией, характеризующейся ростом значения Квыт с увеличением проницаемости образцов. После фильтрационных экспериментов образцы очищались от остатков углеводородов спиртобензольной смесью и высушивались.

На следующем этапе проводилось моделирование гидродинамически связанных пластов. Для этого образцы керна распиливались вдоль оси; из половинок образцов разной проницаемости комбинировались «объемные» модели пласта (рис. 2). Между половинками помещалась перфорированная листовая резина, которая исключала прямой поток жидкости вдоль границы контакта образцов к выходному торцу, при этом гидравлическую связь между половинками образцов обеспечивали отверстия.

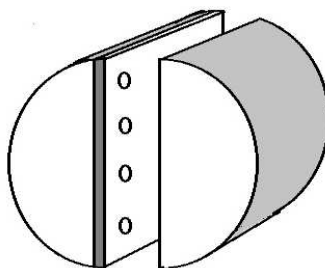


Рис. 2 Модель пропластков разной проницаемости гидродинамически связанных между собой

Комбинирование половинок керна разной проницаемости позволило создать несколько неоднородных моделей пласта с разным соотношением проницаемостей (табл.).

Таблица

Комбинации половинок образцов керна в неоднородных моделях пласта

Номер эксперимента	Шифр образца керна и номер половинки	Кпр по нефти (половинок в составе однородной модели), 10 ⁻³ мкм ²	Соотношение проницаемостей,	Кпр по нефти (половинок в составе неоднородной модели), 10 ⁻³ мкм ²
1	1(1)	1.3	0.020	30.9
	3(1)	65	50	
2	1(2)	1.3	0.018	15.6
	6(1)	72	55.4	
3	5(1)	24.3	0.338	26.1
	6(2)	72	3.0	
4	2(1)	13.4	0.029	190
	4(2)	459	34.3	
5	4(1)	459	18.9	280.7
	5(2)	24.3	0.053	
6	2(2)	13.4	0.206	42.3
	3(2)	65	4.9	

Исследования проводили на 6 моделях пласта с разным соотношением проницаемости половинок (от 3 для эксперимента № 3 до 55.4 для эксперимента №2). Схема проведения фильтрационного эксперимента на «объемной» модели соответствовала экспериментам на целых образцах. В конце фильтрационного эксперимента методом баланса определялась остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения для каждой половинки модели. Для каждого исследованного керна рассчитана разница коэффициентов вытеснения целого и распиленного образца, в составе неоднородной модели (рис.3). Зависимость изменения коэффициента вытеснения нефти водой демонстрирует практически линейное падение с ростом фазовой проницаемости.

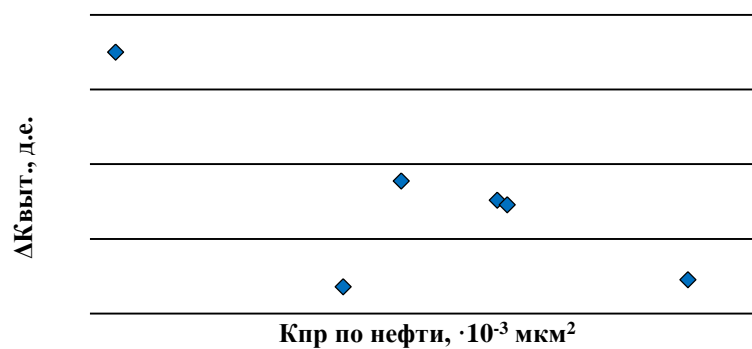


Рис. 3 Изменение коэффициента вытеснения для половинок образцов керна в зависимости от эффективной проницаемости по нефти

Характер поведения коэффициента вытеснения на неоднородной по проницаемости гидравлически связанной модели свидетельствует о перераспределении потока жидкости между половинками керна – вода стремится в высокопроницаемую половинку, коэффициент вытеснения которой незначительно отличается от коэффициента вытеснения нефти из цельного образца. Для образцов с низкой проницаемостью разница коэффициентов вытеснения между «объемной» моделью и целым образцом достигает значений 0,35.

Проведенные эксперименты показали техническую возможность моделирования процесса заводнения на неоднородной по проницаемости гидравлически связанной модели пласта. Для исследуемого месторождения получены количественные значения коэффициента вытеснения нефти водой на неоднородной модели. Разница коэффициентов вытеснения нефти из неоднородной модели и целого образца характеризует коэффициент охвата пласта воздействием.

Литература

1. Кузнецов И.А. Лабораторное моделирование закачки потокоотклоняющих жидкостей на параллельных моделях // Тезисы докладов Пятой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2012. – 292 с.
2. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ С ОБРАЗЦАМИ ГОРНЫХ ПОРОД

П.С. Дозморов, А.Г.Скрипкин

Научный руководитель профессор

А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Как показывают научно-практические исследования, анализы, отражающие степень петрофизической неоднородности отложений, делаются в основной массе на неориентированном керна, отражая, по сути, среднее значение по ортогональным направлениям в дискретных точках сбора. В настоящее время данный подход не дает пространственной характеристики исследуемых параметров.

В данной статье рассматривается реализация прибора для ориентированного определения проницаемости коллекторов. На величину проницаемости осадочных пород влияют следующие факторы: форма и размер песчаных зерен, слоистость, цементация, трещиноватость и выщелачивание и др.

Рассмотрим форму и размер песчаных зерен [2]. Если порода сложена крупными и плоскими зернами, которые расположены равномерно, причем их самая длинная ось ориентирована горизонтально, как показано на рис. 1, то горизонтальная проницаемость (k_H) этой породы будет очень высокой, тогда как вертикальная проницаемость (k_V) будет от средней до высокой. Если порода сложена в основном крупными и округлыми зернами, ее проницаемость будет весьма высокой и иметь одну и ту же величину в обоих направлениях, как показано на рис. 1. Если зерна мелкие и неправильной формы, проницаемость породы-коллектора будет, как правило, ниже, особенно в вертикальном направлении. Большинство коллекторов нефти и газа попадают именно в эту категорию. Коллекторы с проницаемостью, зависящей от направления, называются анизотропными. Анизотропия сильно влияет на фильтрационные характеристики породы. Различие в проницаемости, измеряемой параллельно и перпендикулярно плоскости напластования, возникает еще в процессе образования осадка, так как зерна осаждаются в воде таким образом, что их самые длинные и самые плоские стороны располагаются горизонтально. Последующее уплотнение осадка увеличивает упорядоченность песчаных зерен, так что они по большей части оказываются ориентированными в одном направлении [2].