

УДК: 531

## **ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД**

**Трофимова Т. Н.**

**научный руководитель канд. техн. наук Григорьев Б. В.**

*Тюменский государственный университет*

Основная задача любого предприятия – максимизация прибыли. Увеличение доходов любой нефтегазодобывающей компании зависит от увеличения количества добываемых углеводородов [3]. С ростом обводненности скважин, добыча нефти на месторождении падает. На сегодняшний день основным методом интенсификации добычи является введение в эксплуатацию нагнетающих скважин. Эффективность такой технологии оценивается по коэффициенту нефтеизвлечения и зависит от многих факторов, в первую очередь от проницаемости горной породы для вытесняющего и вытесняемого флюидов. Экспериментально, эффективность такой технологии можно оценить методом стационарной фильтрации, создавая известные термодинамические условия давления и температуры, а также состав и скорость движения флюидов через образец горной породы, отобранный с нефтеносного пласта. Эффективность вытеснения нефти можно существенно повысить путем применения различных методов повышения нефтеотдачи. Одним из наиболее распространенных химических методов является применение мицеллярно-полимерных растворов и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких составов позволяет снизить межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, повысить проницаемость коллектора по воде, а также вовлечь в разработку низкопроницаемые участки пласта.

Чтобы сделать вывод об эффективности применения ПАВ, необходимо исследовать фазовую проницаемость породы коллектора при наличии в нагнетаемой воде поверхностно-активного вещества и без него.

Бабаляном Г. А. поднимался вопрос влияния растворов ПАВ на фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды [2]. Обобщение экспериментальных данных на ядрах различной пористости позволило сделать вывод, что фазовая проницаемость исследуемых горных пород значительно возросла при вытеснении нефти раствором ПАВ, содержащим 0,05% ОП-10. Расчеты показали, что при водонасыщенности  $S_w = 0,4$  ОП по нефти выросла на 32% при использовании раствора ПАВ, при  $S_w = 0,5$  – в 1,6 раза, а при  $S_w = 0,65$  – в 4 раза по сравнению с проницаемостью исследуемых образцов по нефти без добавления ПАВ в вытесняющую воду. Однако в описанных экспериментах не учитывалась минерализация пластовой воды, являющаяся важным параметром при подборе оптимального раствора ПАВ.

Чтобы оценить степень влияния ПАВ на проницаемость горной породы для нефти и воды при увеличивающейся обводненности, нами была проведена серия экспериментов на образце ядра Сорковского месторождения, с пористостью 18,71 % и абсолютной проницаемостью по воздуху 6,02 мД. Была использована нефть Умсейского месторождения вязкостью 0,51 мПа·с и модель вытесняющего флюида (воды), с минерализацией, равной минерализации реальной пластовой воды. Для проведения эксперимента был использован программно-экспериментальный комплекс ПИК-ОФП/ЭП-3, позволяющий моделировать двухфазный поток флюидов через образцы ядра в условиях пластового давления и температуры и определять функции ОП в зависимости от водонасыщенности.

В качестве поверхностно-активного вещества был использован реагент ТНХС-14.0 в концентрации 0,1% об., в состав которого входят анионоактивные и неоионогенные ПАВ. По структуре в водном растворе реагент представляет собой композицию молекулярно-диспергированных анионоактивных ПАВ с бимолекулярными мицеллами. Реагент был разработан для повышения нефтеотдачи пласта БС<sub>0</sub><sup>7</sup>Соровского месторождения и в лабораторных испытаниях показал прирост абсолютного коэффициента нефтеотдачи на 0,3-0,4 [4].

На первом этапе эксперимента образец насыщается моделью пластовой воды, затем осушается с помощью центрифуги, что необходимо для определения начальной водонасыщенности образца.

Следующий этап проводится с помощью установки ПИК-ОФП/ЭП-3, принципиальная схема представлена на рис.1[1]. Два плунжерных насоса П1 и П2 отвечают за подачу воды и нефти на вход в кернодержатель, горное давление создается ручным насосом ПР, а противодействие – с помощью газа БА. После прохождения флюидов через образец, они собираются в сборный контейнер КС. Образец керна загружается в резиновую манжету кернодержателя КД таким образом, чтобы выводы обоих электродов находились на его торцах. На концах образца замеряется перепад давлений с помощью дифференциального манометра ДМ и сопротивление с помощью измерителя иммитанса R.

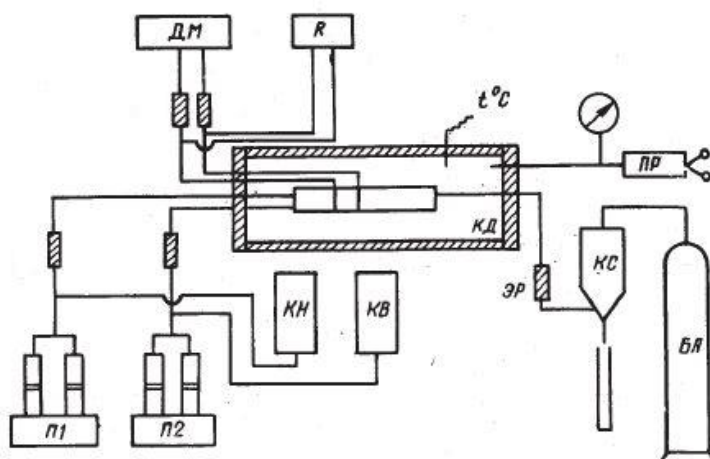


Рис.1. Принципиальная схема установки для определения относительных фазовых проницаемостей при установившемся течении нефти и воды

Кернодержатель размещается в термошкафе, где поддерживаются термобарические условия, после чего кернодержатель с образцом внутри выдерживается в полученных условиях в течение 24 часов. Далее проводится донасыщение образца моделью пластовой воды до 100% и измерение сопротивления для получения истинного сопротивления образца. Далее проводится фильтрация двухфазной смеси в различных пропорциях и фиксация сопротивления и перепада давления на образце для каждого из режимов. Последовательно задается семь режимов: 100% нефти – 0% воды, 95% нефти – 5% воды, 75% нефти – 25% воды, 50% нефти – 50% воды, 25% нефти – 75% воды, 5% нефти – 95% воды, 0% нефти – 100% воды. После прокачки 100% модели пластовой воды, образец помещается в установку для определения остаточной водонасыщенности АДЖ-2.

После проведения эксперимента образец подвергается экстракции четыреххлористым углеродом в аппарате Сокслета.

На заключительном этапе эксперимента по полученным данным сопротивления и перепада давления на образце, а также исходя из данных о вязкости флюидов и

геометрических размерах образца, построения калибровочной кривой и вычисления параметра насыщения, рассчитывается водонасыщенность и ОФП исследуемого образца для каждого из режимов.



Рис.2. Внешний вид установки для определения относительной фазовой проницаемости ПИК-ОФП/ЭП-3

Фазовая проницаемость породы для нефти и воды рассчитывается по формулам:

$$K_{Hi} = \frac{Q_{Hi} \cdot \mu_H \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (1)$$

$$K_{Bi} = \frac{Q_{Bi} \cdot \mu_B \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (2)$$

где  $Q_{Hi}$ ,  $Q_{Bi}$  – расходы нефти и воды в условиях эксперимента,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;  $\mu_H$ ,  $\mu_B$  – вязкости нефти и воды в условиях эксперимента,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;  $\Delta p_i$  – перепад давления на  $i$ -том режиме,  $\text{атм}$ ;  $F$  – площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца,  $\text{см}^2$ ;  $l$  – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления,  $\text{см}$ .

Относительная фазовая проницаемость породы для нефти и воды:

$$K_H^{omn} = \frac{K_H}{K} \cdot 100\%, \quad (3)$$

$$K_B^{omn} = \frac{K_B}{K} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где  $K_H$ ,  $K_B$  – фазовые проницаемости для нефти и воды,  $\text{мД}$ ;  $K$  – проницаемость образца для газа,  $\text{мД}$ .

Параметр насыщения образца:

$$P_{Hi} = \frac{R_i}{R_{100}}, \quad (5)$$

Где  $R_i$  – электрическое сопротивление образца при  $i$ -том режиме,  $\text{Ом}$ ;  $R_{100}$  – электрическое сопротивление при 100% водонасыщенности (истинное сопротивление образца насыщенного соответственно моделью пластовой воды с растворенным реагентом и без него),  $\text{Ом}$ .

Параметр насыщения связан с водонасыщенностью эмпирической зависимостью:

$$S_B = a \cdot P_{\text{НН}}^k, \quad (6)$$

где  $a$  и  $k$  – эмпирические коэффициенты.

Начальная и конечная водонасыщенности образца:

$$S_{\text{ВН}} = \frac{m_{\text{ц}} - m}{m_{100} - m}, \quad (7)$$

$$S_{\text{БК}} = \frac{m_{\text{в}} - m}{m_{100} - m}, \quad (8)$$

где  $m_{\text{ц}}$  – масса образца после центрифугирования, г;  $m$  – масса сухого образца, г;  $m_{100}$  – масса образца при 100% насыщении водой, г;  $m_{\text{в}}$  – масса образца после высушивания в аппарате АДЖ-2, г.

По результатам расчетов строится график зависимости ОФП от водонасыщенности.

В результате проведенных экспериментов были получены зависимости ОФП от водонасыщенности (рис.3) для двух случаев: с использованием ПАВ и без него. Исходя из графика, можно сделать вывод, что с ростом обводненности проницаемость по нефти для горной породы падает ( $K_{\text{н}}^{\text{отн}}$ ,  $K_{\text{в}}^{\text{отн}}$ ), достигая нулевых значений при режиме соотношения флюидов в потоке 95% воды и 5% нефти и в отсутствии растворенного в воде ПАВ. При добавлении реагента проницаемость горной породы возрастает как для нефти ( $K_{\text{н}}^{\text{отнПАВ}}$ ), так и для прокачиваемой воды ( $K_{\text{в}}^{\text{отнПАВ}}$ ), увеличивая интервал обводненности, актуальный для нефтевытеснения.

Увеличение проницаемости образца по нефти составляет при 100% нефти к 0% воды – 9,4 %; 95% нефти, 5% воды – 6,5 %; 75% нефти, 25% воды – 42,1 %; 50% нефти, 50% воды – 141,2 %; 25% нефти, 75% воды – 189,8 %; 5% нефти, 95% воды – 308 % (рис.4).

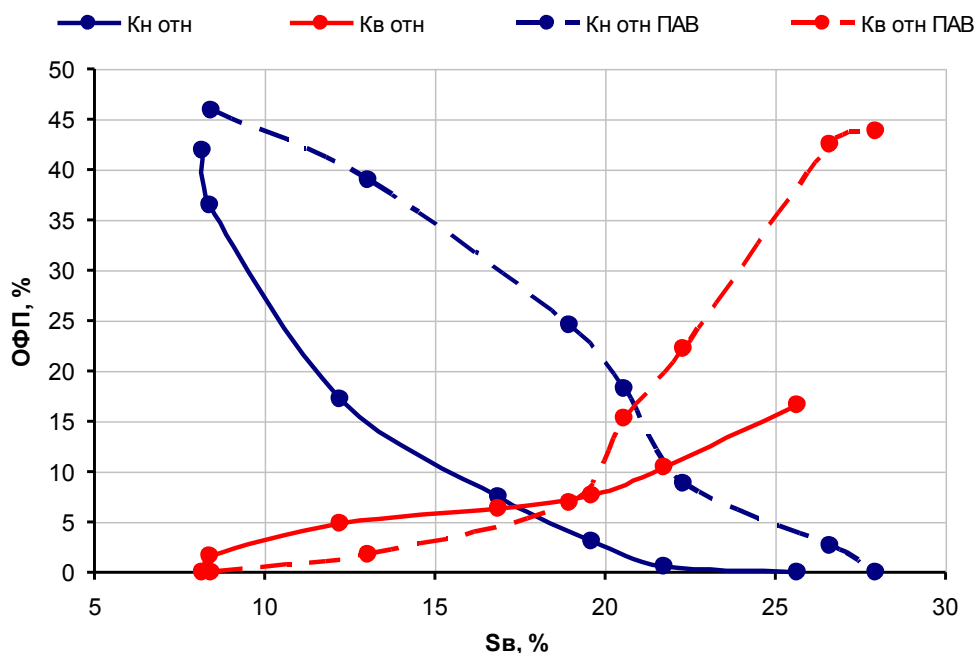


Рис.3. График зависимости ОФП исследуемого образца от величины водонасыщенности с добавлением ПАВ в модель пластовой воды и без него.

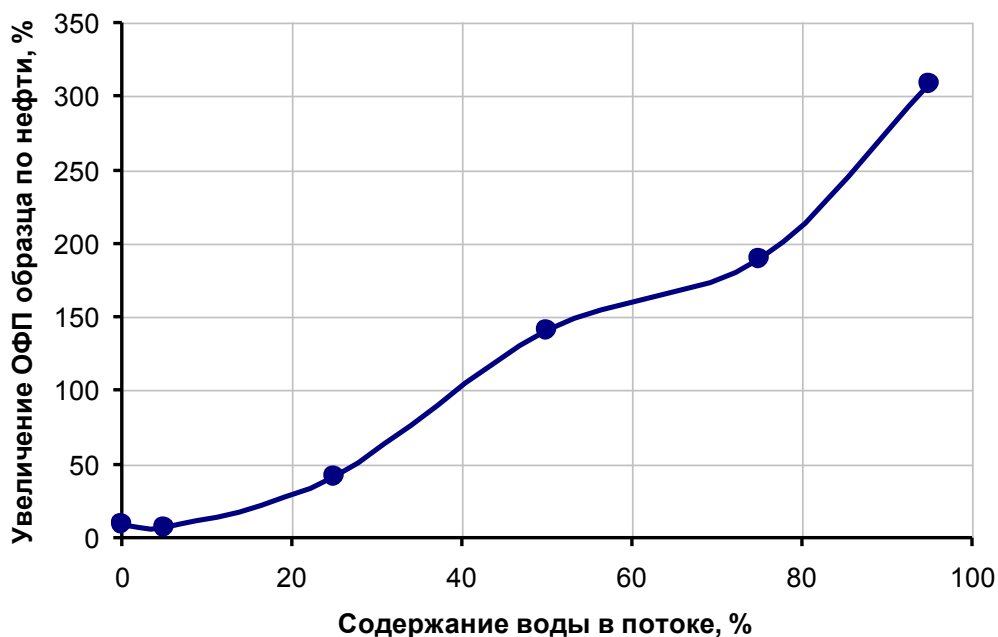


Рис. 4. Зависимость увеличения ОФП образца по нефти от содержания воды в потоке

Из графика (рис.4) видно, что эффективность ПАВ не одинакова на всем интервале обводненности образца. Минимальная эффективность соответствует минимальному количеству прокачиваемой воды с растворенным ПАВ. С ростом доли прокачиваемой воды и, как следствие, обводненности, эффективность использования ПАВ возрастает, достигая трехкратного увеличения на предпоследнем режиме (95% воды, 5% нефти) что для реального месторождения означает увеличение срока эксплуатации и рентабельность разработки при высокой обводненности пласта.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – Введ. 1989-02-06. – Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 35 с.
- 2) Бабалян Г. А., Леви Б. И., Тумасян Л. Б., Халимов Э. М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. - М.: Недра, 1983. - 216 с.
- 3) Камартдинов М. Р. Формирование и планирование ГТМ. – Томск: Издательский дом ТГУ, 2011. - 201 с.
- 4) Нелюбов Д.В. Разработка и испытание состава реагента для повышения качества извлечения нефти / Д.В. Нелюбов, Л. П. Семихина, А.А. Севастьянов, Д.А. Важенин, А.Б.Шабаров // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. - 2014. - № 6 (7). 9 с. - URL: <http://7universum.com/en/tech/archive/item/1414> (дата обращения: 12.05.2015).