

**О ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛИРУЕМОЙ ДИФфуЗИОННОЙ ПРОПИТКИ  
ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД  
ЖИДКИМИ УГЛЕВОДОРОДАМИ**

В.П. Потапов, О.В. Мельникова  
(КамНИИКИГС)

В связи с тем, что на землях Пермского Прикамья все чаще открывают залежи нефти, приуроченные к карбонатным пористо-кавернозным породам турне-фаменского возраста, возникла необходимость в построении зависимости параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности, свойственной этому типу пород.

Использование для решения данной задачи известных методов [1] капиллярного вытеснения с целью моделирования в пустотном пространстве пород-коллекторов переменного содержания нефти и воды показало, что из-за нерегулярного строения пустотного пространства пород порово-кавернозного типа и отсутствия в кавернах капиллярного давления на границе нефть-вода остаточная вода распределяется в пустотном пространстве испытываемого образца породы неадекватно распределению ее в породах данного типа при пластовых условиях. Поэтому была исследована возможность использования для решения поставленной задачи диффузионно-адсорбционного метода моделирования в пустотном пространстве пород-коллекторов переменного содержания воды, описанного в работе [2].

Сущность метода заключается в том, что с помощью специального прибора (рисунок) формируется направленный равновесный поток молекул воды из порового пространства водонасыщенного образца породы к поглотителю (CaCl<sub>2</sub>).

Экспериментально установлено, что вода удаляется из порового пространства равномерно по объему, при этом освободившийся от молекул воды объем порового пространства заполняется атмосферным воздухом. Учитывая, что вода удаляется из порового пространства образца равномерно, можно предположить, что процесс переноса от источника к поглотителю молекул воды, энергия связи которых с матрицей породы одинаковая, завершается в тот момент, когда воздух заполнит поры, вскрытые поверхностью верхнего торца образца породы. Если это так, то после заполнения бюкса керосином с таким расчетом, чтобы он вошел в контакт с водой, находящейся

Описан новый метод моделирования нефтеводонасыщенности пород-коллекторов порового и порово-кавернозного типов. Показана высокая эффективность разработанного метода на примере установления зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для карбонатных порово-кавернозных пород.

A new method of modeling of the oil water saturation in porous and pore-cavernous rocks-collectors is described. A high efficiency of the elaborated method is demonstrated on determination of the «saturation parameter-water saturation ratio» dependency for the case of carbonate pore-cavernous rocks.

ся в порах, вскрытых нижним торцом образца, поровое пространство, освободившееся в результате диффузии молекул воды, будет заполняться керосином.

С целью проверки высказанной гипотезы были подобраны образцы с поровым и порово-кавернозным типами пустотного пространства.

Породы с поровым типом пустотного пространства представлены песчаниками кварцевыми, мелко- и среднезернистыми, слабо сцементированными. Образцы отобраны из отложений нижнего карбона Есенеинского месторождения Удмуртии в скв. 795 (интервал глубин 1738,5...1743,5 м).

Породы с порово-кавернозным типом пустотного пространства были отобраны на месторождении Белая Пашня Пермской области в скв. 70 из отложений турне-фаменского возраста на глубинах 2093 и 2148,5 м. Породы представлены известняками ком-

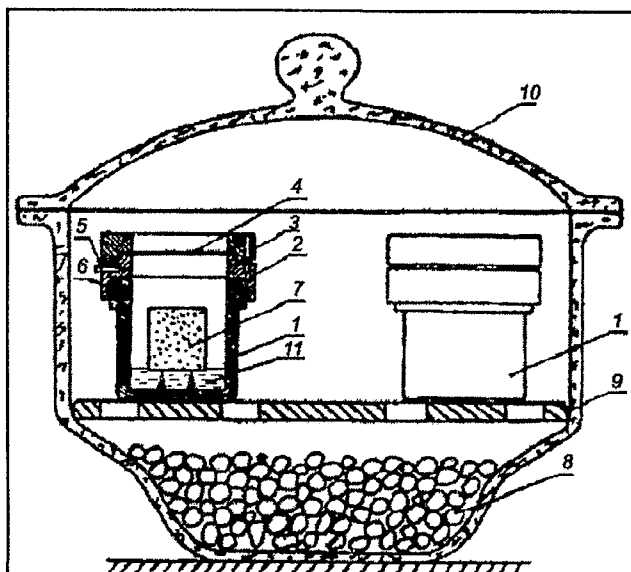


Схема прибора для моделирования нефтеводонасыщенности в горных породах:  
1 – бюкс; 2 – крышка; 3 – фланец; 4 – пленка; 5 – клапан; 6 – прокладка; 7 – образец горной породы; 8 – хлористый кальций; 9 – эксикатор; 10 – крышка эксикатора; 11 – модель нефти (керосина)

коватыми, неравномерно пористыми, кавернозными. Каверны разнообразной формы, размером до 6 мм.

Для моделирования остаточной водонасыщенности и измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) при фиксированных значениях остаточной водонасыщенности из пород порового типа изготавливали образцы правильной цилиндрической формы диаметром и высотой 30 мм, а из пород пористо-кавернозного типа – правильной кубической формы размером 40×40×40 мм, после чего они экстрагировались от нефти, воды и солей. После экстракции образцы высушивали до постоянной массы, затем в образцах кубической формы каверны, вскрытые нижней гранью, заполняли проницаемой пористой средой, образованной из зерен кварца размером 0,1...0,15 мм, закрепленных в кавернах раствором нитроклея в ацетоне. Затем образцы вновь высушивали до постоянной массы, после чего насыщали под вакуумом разбавленной моделью пластовой воды карбона, содержащей в своем составе хлориды натрия, кальция, магния. Суммарная концентрация солей в растворе равнялась 25,1 г/л. Насыщенные образцы взвешивали в растворе и в воздухе, после чего по полученным данным рассчитывали открытую пористость и объемную плотность. Затем определяли УЭС образца породы. После этого образец устанавливали в бюкс 1, в который наливали керосин с таким расчетом, чтобы он вошел в контакт с раствором, находящимся в порах, вскрытых нижним торцом образца породы. Далее бюкс с установленным в нем образцом породы закрывали крышкой, в которой герметично укреплена влажная мембрана из целлофана, обладающая свойством пропускать молекулы воды при определенном градиенте давления. Для создания градиента давления паров воды бюкс 1 помещается в эксикатор 9 над свежeproкаленным хлористым кальцием 8, который используется в качестве поглотителя паров воды, затем крышка эксикатора герметично закрывается. Процесс переноса воды из образца породы к поглотителю паров воды завершается за 4...7 сут. В течение этого отрезка времени неоднократно определяют содержание остаточной воды в образце и его удельное электрическое сопротивление. Так как влажная целлофановая мембрана пропускает только молекулы воды, содержание остаточной воды в образце и ее минерализацию определяют по убыли массы бюкса с помещенным в нем образцом породы.

Результаты измерений приведены в таблице. Полученные данные свидетельствуют о правомерно-

сти предполагаемого механизма пропитки керосином порового пространства водонасыщенных коллекторов порового и порово-кавернозного типов пород.

Однако, судя по приведенным в таблице данным, отмечается систематическое расхождение между объемом испарившейся из пор воды и объемом керосина, заполнившего освободившееся поровое пространство. Наблюдаемое расхождение, скорее всего, является следствием потерь воды в процессе взвешивания образцов пород и измерения их удельного электрического сопротивления.

Созданная методика диффузионного моделирования нефтеводонасыщенности пород-коллекторов открывает возможность исследования зависимости УЭС пористо-кавернозных пород от содержания в их пустотном пространстве нефти и остаточной воды. Чтобы построить данную зависимость, необходимо предварительно установить зависимость УЭС остаточной воды, содержащейся в пустотном пространстве пород-коллекторов, от ее минерализации, так как в процессе диффузионного испарения воды концентрация солей в остаточной воде постепенно возрастает, при этом ее удельное электрическое сопротивление снижается. В результате экспериментальных работ получено уравнение (1), имеющее вид:

$$\lg \rho_B^{18} = 0,516 - 0,76 \lg C_B, \quad (1)$$

где  $\rho_B^{18}$  – УЭС остаточной воды, Ом·м;  $C_B$  – минерализация остаточной воды, г/л.

Минерализацию остаточной воды определяли по известному содержанию солей в растворе, заполняющем поровое пространство в начале опыта, и объему остаточной воды.

Параметр насыщения рассчитывали по уравнению (2):

$$(P_H)_i = \frac{(\rho_{\Pi})_i}{(\rho_B)_i \cdot P_{\Pi}}, \quad (2)$$

где  $(P_H)_i$  – параметр насыщения при содержании в образце породы остаточной воды  $(K_B)_i$ ;  $(\rho_{\Pi})_i$  – УЭС образца породы при коэффициенте остаточной водонасыщенности, равном  $(K_B)_i$ ;  $(\rho_B)_i$  – удельное электрическое сопротивление остаточной воды;  $(P_{\Pi})$  – параметр пористости.

Значения параметра насыщения при фиксированной остаточной водонасыщенности определяли для каждого исследуемого образца порово-кавернозных пород, после чего полученные данные использовали

Результаты диффузионной пропитки водонасыщенного песчаника

Номер		Газопроницаемость, фм <sup>2</sup>	Открытая пористость, %	Объем		Степень полноты замещения воды керосином, %
скважины	образца			воды, испарившейся из пор образца, см <sup>3</sup>	керосина, впитавшегося в образец, см <sup>3</sup>	
795	211	1218	25,6	2,30	2,15	93
70	2	149	13,4	5,36	5,13	96
70	4	43,5	10,3	4,68	4,57	98

для установления корреляционной зависимости параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности. Установленное корреляционное уравнение (3) зависимости параметра насыщения ( $P_H$ ) от коэффициента водонасыщенности ( $K_B$ ) для пород турне-фаменских отложений имеет вид:

$$\lg P_H = -0,0174 - 2,16 \lg K_B. \quad (3)$$

Коэффициент корреляции зависимости равен (-0,994).

В уравнении (3) обращает на себя внимание высокое значение коэффициента смачиваемости (2,16). Это дает основание предположить, что доминирующую роль в качестве токопроводящих каналов в пористо-кавернозных породах выполняют открытые поры, заполненные остаточной водой.

Проведенное экспериментальное исследование благодаря разработке нового метода моделирования нефтеводонасыщенности в образцах горных пород дало возможность изучать особенности распределения нефти и воды в сложнопостроенных породах-коллекторах и оценить степень влияния этих особенностей на физические свойства пород.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта / Пер. с англ. А.Г.Ковалев и др. — М.: Гостехиздат, 1962. — 572 с.
2. Потапов В.П. Исследование удельного электрического сопротивления газоводонасыщенных полимиктовых песчаников глубоководных горизонтов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1998. — № 8. — С. 23–26.

УДК 622.276.58

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И НОВЫЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Р.И. Габидуллин, А.Н. Шакиров, О.З. Исмагилов,  
(Казанский государственный технологический университет, ОАО «Татнефтеотдача»)

Снижение обводненности продукции добывающих скважин — одна из наиболее актуальных проблем нефтедобычи, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Одним из путей ее решения является применение гидрофобизаторов в различных технологиях. В настоящее время разработан и внедряется на промыслах новый гидрофобизатор «ТАТНО-2002» на базе недорогого отечественного сырья. Реагент «ТАТНО-2002» проходит испытания на промыслах ОАО «Татнефтеотдача», в результате которых произошло снижение обводненности добываемой продукции с 80 до 10 % при дальнейшей стабилизации эффекта до 30...40 %.

Restriction of water-inflows of well production is one of the most actual problem, especially on the deposits at a late stage of development. One way of its decision is application of water-repellent in various technologies at all stages of development and operation of petroleum deposits. Despite of the big variety of water confining and waterproof materials, the present problem demands the further development and application of new materials. For this purpose highly effective water-repellent composite structures on the basis of inexpensive domestic reagents were developed.

Ограничение водопритоков и снижение обводненности продукции добывающих скважин — одна из наиболее актуальных проблем нефтедобычи, особенно на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Одним из путей ее решения является применение гидрофобизаторов в различных технологиях на всех стадиях разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Несмотря на многообразие водоограничивающих и гидрофобных материалов, настоящая проблема требует дальнейшей разработки и применения новых материалов. С этой целью были разработаны высокоэффективные гидрофобизирующие композиционные составы на основе недорогих отечественных реагентов.

Применение гидрофобизаторов в различных технологиях объясняется общим принципом действия гидрофобизаторов, а именно их адсорбцией на поверхности раздела фаз с образованием гидрофобной молекулярной пленки. Это обусловлено поверхностно-активными свойствами гидрофобизаторов, поэтому проведено исследование смачивающей способности породы, обработанной новыми гидрофобными материалами. Полученные результаты свидетельствуют о высоких гидрофобных и поверхностно-активных свойствах разработанных композиций, применение которых приводит к повышению фазовой проницаемости по нефти и ее понижению по воде. Это подтверждается исследованием фильтрационных характеристик моделей пласта с различной водо- и нефтенасыщенностью до и после обработки новыми композиционными составами гидрофобизаторов.

Таким образом, разработанные на основе недорогих отечественных реагентов композиционные составы гидрофобизаторов, эффективно увеличивают фазовую проницаемость по нефти и понижают ее по воде.

В настоящее время разработан и внедряется на промыслах новый гидрофобизатор «ТАТНО-2002» на базе недорогого отечественного сырья. Лабораторные эксперименты показали высокую гидрофобизирующую эффективность реагента. Изучение из-