



УДК 622.276.7:661.185:541.18

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

## Гидрофобизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта. Часть 2. От капиллярности к реальности

В.Н. Глущенко<sup>1</sup>, М.С. Турбаков<sup>2</sup>, Г.П. Хижняк<sup>2</sup><sup>1</sup>Независимый автор (Российская Федерация, 308001, г. Белгород, Народный бульвар, 36А, кв. 11)<sup>2</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

## Hydrophobization of the Reservoir Surface in the Processes of Impact on the Bottomhole Formation Zone. Part 2. From Capillarity to Reality

Viktor N. Glushchenko<sup>1</sup>, Mikhail S. Turbakov<sup>2</sup>, Grigoriy P. Khizhnyak<sup>2</sup><sup>1</sup>Independent author (36A Narodny Boul., Belgorod, 308001, Russian Federation)<sup>2</sup>Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 14.03.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024

### Ключевые слова:

призабойная зона пласта, коллекторы нефти и газа, технологические жидкости, фильтрация, смачиваемость, гидрофобизация, поверхностно-активные вещества, капиллярное давление.

Устоявшееся в литературе мнение о необходимости гидрофобизации коллекторской поверхности в призабойной зоне пласта (ПЗП) при внедрении в нее водных технологических жидкостей, в частности, катионных поверхностно-активных веществ (КПАВ), для повышения относительной фазовой проницаемости для нефти и снижения ее для воды опровергается результатами стендовых экспериментов на полимиктовых ядрах. Установлено отсутствие дополнительного отмыва нефти раствором КПАВ, снижение подвижности нефти при связанной воде в условиях большей нефтенасыщенности, чем с обычной водой, и повышение подвижности воды после воздействия раствором КПАВ более чем в два раза. Сделан вывод о потенциальной применимости КПАВ в водных растворах на этапах перфорации и глушения скважин с высокой нефтенасыщенностью ПЗП. Лучшим же вариантом именно повышения относительной фазовой проницаемости нефти над водой следует признать ее простое углеводородонасыщение. Кратко рассмотрена сущность капиллярных процессов и значимость капиллярных давлений, реально имеющих место в пластовых условиях разномасштабного коллекторского пространства, для водных жидкостей применительно к глушению скважин. Привлечение к рассмотрению этого процесса капиллярных сил на фоне реально действующего в ПЗП гидравлического давления свидетельствует о их незначительной роли, что следует из проведенных в работе аналитических расчетов. Подвергаются критике и принятые методики лабораторной оценки капиллярной пропитки пористых сред при атмосферном давлении после их обработки растворами КПАВ. Очевидная несостоятельность многих тезисов «гидрофобизации» ПЗП исходит из неверных предпосылок о фундаментальных положениях фильтрации пластовых флюидов по разномасштабному коллекторскому пространству и адсорбционных процессах ПАВ на горных породах, что будет детально изложено далее в части 3.

### Keywords:

bottomhole formation zone, oil and gas reservoirs, process fluids, filtration, wettability, hydrophobization, surfactants, capillary pressure.

The established opinion in the literature on the need for hydrophobization of the reservoir surface in the bottomhole formation zone (BFZ) when injecting aqueous process fluids into it, in particular, cationic surfactants (CS), to increase the relative phase permeability for oil and reduce it for water is refuted by the results of bench experiments on polymict cores. It was established that there was no additional washing of oil with a CS solution, a decrease in oil mobility with bound water under conditions of higher oil saturation than with ordinary water, and an increase in water mobility after exposure to a CS solution by more than two times. A conclusion was made about the potential applicability of CS in aqueous solutions at the stages of perforation and well killing with high oil saturation of the BFZ. The best option for increasing the relative phase permeability of oil over water should be recognized as its simple hydrocarbon saturation. The essence of capillary processes and the significance of capillary pressures actually occurring in reservoir conditions of heterogeneously wetted reservoir space for aqueous liquids with respect to well killing are briefly considered. The inclusion of capillary forces in the consideration of this process against the background of hydraulic pressure actually acting in the BFZ indicates their insignificant role, which follows from the analytical calculations carried out in the work. The accepted methods of laboratory assessment of capillary impregnation of porous media at atmospheric pressure after their treatment with solutions of CS do not stand up to criticism. The obvious inconsistency of many theses of "hydrophobization" of the BFZ stems from incorrect assumptions about the fundamental provisions of reservoir fluids filtration through heterogeneously wetted reservoir space and adsorption processes of surfactants on rocks, which will be described in detail further in Part 3.

© Глущенко Виктор Николаевич – кандидат технических наук (тел.: +007 (910) 220 86 63, e-mail: vng.51@mail.ru).

© Турбаков Михаил Сергеевич – кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (908) 245 32 30, e-mail: turbakov@mail.ru).

© Хижняк Григорий Петрович – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (905) 863 76 55, e-mail: xgp@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

© Viktor N. Glushchenko – PhD in Engineering (tel.: +007 (910) 220 86 63, e-mail: vng.51@mail.ru).

© Mikhail S. Turbakov (Author ID in Scopus: 36443127500, ORCID: 0000-0002-9336-5847) – PhD in Engineering, Associate Professor, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 50, e-mail: turbakov@mail.ru).

© Grigoriy P. Khizhnyak (Author ID in Scopus: 36711848000; ORCID: 0000-0003-2138-7083) – Professor, Doctor in Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (905) 863 76 55, e-mail: xgp@mail.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Глущенко, В.Н. Гидрофобизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта. Часть 2. От капиллярности к реальности / В.Н. Глущенко, М.С. Турбаков, Г.П. Хижняк // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.231–239. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.7

Please cite this article in English as:

Glushchenko V.N., Turbako M.S., Khizhnyak G.P. Hydrophobization of the reservoir surface in the processes of impact on the bottomhole formation zone. Part 2. From Capillarity to Reality. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.231-239. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.7

Введение

В научной литературе устоялось мнение о необходимости гидрофобизации коллекторской поверхности в призабойной зоне пласта (ПЗП) при внедрении в нее водных технологических жидкостей. Одним из эффективных гидрофобизаторов поверхности песчаных и полимиктовых коллекторов являются катионные ПАВ (КПАВ). Считается, что их использование повышает относительную фазовую проницаемость для нефти и снижает ее для воды.

Стендовые и промысловые испытания по воздействию на призабойную зону пласта

Однако это мнение не нашло подтверждения в результате стендовых экспериментов на полимиктовых кернах. А.Т. Горбунов со своими сотрудниками во ВНИИ нефти [1] в конце 1980-х гг. первыми будировали тему их использования для гидрофобизации коллекторского пространства в ПЗП с убежденностью о значительной роли в ней капиллярных сил и снижении притока воды в ствол скважин. С этой целью они провели стендовые эксперименты на модели из дезинтегрированных кернов Суторминского месторождения с проницаемостью по газу  $k_g = 0,5$  мкм<sup>2</sup>,  $L = 25$  см,  $d = 2$  см при 85 °С с нефтью этого месторождения, разбавленной октаном, водой  $\rho = 1020$  кг/м<sup>3</sup> и 2%-ным раствором ИВВ-1, со значением межфазного натяжения на границе с нефтью  $\sigma_{1,2} = 0,2-0,25$  мН/м при 20 °С. Скорость закачки жидкостей в модель составляла 20 м/сут. В первой серии опытов модель насыщали водой и вытесняли ее нефтью с определением исходной нефтенасыщенности  $S_0$ , а затем вновь водой до остаточного нефтенасыщения  $S_{до}$ . Во второй серии – нефть вытесняли 2 ПО раствора КПАВ, а затем водой. В третьей серии – после насыщения модели водой фильтровали 2 ПО раствора КПАВ и последовательно вытесняли водой, нефтью и снова водой. После каждой серии оценивали подвижности нефти  $\Pi_0 = k_0/\eta_0$ , воды  $\Pi_w$  и конечный коэффициент нефтеизвлечения  $\beta_0$  (табл. 1).

Анализ табличных данных свидетельствует об отсутствии дополнительного отмыва нефти раствором КПАВ, снижении подвижности нефти при связанной воде в условиях большей нефтенасыщенности, чем с обычной водой, и повышении подвижности воды после воздействия раствором КПАВ более чем в два раза. Именно такого результата и следовало ожидать из ранее установленных фактов влияния гидрофобизации коллекторского пространства на относительную фазовую проницаемость (ОФП) нефти и воды. В итоге авторы делают вывод, что «... применение катионного ПАВ для обработки ПЗП обводненных добывающих скважин может привести к необратимому изменению смачиваемости породы и, как следствие, к прогрессирующему возрастанию обводненности продукции». Рациональным может быть использование КПАВ при глушении скважин и ОПЗ в начальный период эксплуатации с целью удаления АСПО и разрушения ВНЭ. Например, глушение 5 скважин Суторминского месторождения 1%-ными растворами ИВВ-1 в 1989–1990 гг. не сопровождалось ростом их обводненности и снижением дебитов нефти.

Промысловые испытания технологии ОПЗ 48 низкообводненных скважин месторождений ПО «Ноябрьскнефтегаз» 1–3 м<sup>3</sup>/м 1,5%-ными водными растворами ИВВ-1 в 1989–1990 гг. свидетельствовали об их успешности всего на 56–70 % с незначительной дополнительной добычей нефти.

Таблица 1

Результаты влияния фильтрации 2%-ного водного раствора ИВВ-1 на подвижность фаз в модельной пористой среде

Параметр	Модель № 1	Модель № 2	Модель № 3
После вытеснения воды нефтью			
$S_0, \%$	61,0	69,0	61,5
$\Pi_0, \text{мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$	0,50	0,41	0,49
После вытеснения нефти водой			
$S_{до}, \%$	27,0	31,5	28,0
$\Pi_w, \text{мкм}^2/\text{МПа}\cdot\text{с}$	0,25	0,59	0,60
$\beta_0, \%$	55,7	54,3	54,5

В.Н. Глущенко, принимавший участие в работах сотрудников ВНИИ нефти по гидрофобизации ПЗП и выстраиванию технологии эффективного использования КПАВ, в своей работе [2] отводил подчиненную роль капиллярным процессам, по сравнению с гидродинамическим давлением со ствола скважин, и согласился с мнением В.Т. Горбунова о потенциальной применимости КПАВ в водных растворах на этапах перфорации и глушения скважин с высокой нефтенасыщенностью ПЗП. Лучшим же вариантом именно повышения ОФП нефти над водой следует признать ее простое углеводородонасыщение.

Уже в 1991–1992 гг. обработка ПЗП более 30 добывающих скважин Самотлорского месторождения осуществлялась 1–2 м<sup>3</sup>/м углеводородными растворами КПАВ с продавкой нефтью при успешности 75–85 % [3]. Как правило, это были скважины после первичного вскрытия или осложненные частыми глушениями. ОПЗ ряда скважин производились водными растворами 12%-ной HCl с КПАВ из расчета 0,2–2 м<sup>3</sup>/м, что уже не позволяет градуировать их эффективность вследствие использования именно КПАВ.

И.И. Минаков [4] в подходе к гидрофобизации ПЗП исходил из следующих предположений: «В гидрофильной породе  $\Theta < 90^\circ$  и возникающее на границе раздела фаз в порах давление удерживает в них воду. Если поверхность породы коллектора обработать гидрофобизирующими веществами, то изменится ее смачиваемость, и она приобретает водоотталкивающие свойства. В этом случае  $\Theta > 90^\circ$  и может увеличиваться до  $180^\circ$ , капиллярное давление изменит свой знак на обратный, т.е. будет теперь способствовать вытеснению воды из капилляра. Таким образом, в пласте вода будет вытесняться нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем при эксплуатации скважин легко может быть удалена». Возникает вопрос: а вновь из пласта она не поступит в эти каналы?

В 1993–1996 гг. на Самотлорском месторождении технология ОПЗ приобрела комплексный характер, включающий закачку в ПЗП раствора HCl, удаление части воды из ПЗП ацетоном или метанолом с КПАВ, нагнетание 0,1–1%-ного растворов КПАВ в углеводородной жидкости или нефти, остановка на реагирование в течение 24 ч и запуск скважин в работу. Остается неясным, какую долю отнести на счет гидрофобизации ПЗП.

А.В. Старковский и Т.С. Рогова [5] переоценили значимость капиллярных процессов в ПЗП при ее гидрофобизации с претензией на повышение нефтеотдачи пластов: «Технология гидрофобизации ... повышает нефтенасыщенность в ПЗП, улучшает условия притока нефти или газа в скважину. Снижение фильтрационных сопротивлений по нефти вследствие гидрофобизации поверхности пористой среды в небольшой по размеру зоне пласта восстанавливает потенциальные возможности скважин и способствует повышению выработки нефти». Возможны ли такие

простота и эффективность метода? Далее еще: «... для гидрофобной пористой среды, заполненной нефтью, капиллярное давление для воды направлено в сторону воды, оно препятствует ее проникновению. Поэтому гидрофобная пористая среда имеет существенно более низкую фазовую проницаемость для воды не только по горизонтали, но и по вертикали».

И, наконец, авторы полагают, что именно приток нефти из пласта в сеть наименее проницаемого коллекторского пространства вытеснит воду. Напрашивается вопрос, а будет ли нефть сюда фильтроваться, если есть гидравлическое давление и макрораскрытые каналы с определенной нефтенасыщенностью? Обратимся к М. Маскету, который пишет на с. 163 своей книги [6]: «При благоприятной геометрии порового пространства капиллярное давление вызывает перемещение воды из проницаемой породы в плотную, а нефти в противоположном направлении».

Предложенное ими техническое решение по патенту [7] включает следующие последовательные стадии: смену водной ЖГ на безводную нефть, закачку глинокислотного состава (ГС) с 0,5 % КПАВ из расчета 0,5–11 м<sup>3</sup>/м, который почему-то именуют микроэмульсией, 0,1–5 % углеводородного раствора КПАВ при отношении к ГС 1:1-3 и безводную нефть в объеме, равном раствору КПАВ, выдержку 6 ч и запуск скважины в работу. По результатам ОПЗ 11 низкодебитных или простаивающих скважин ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1995 г. из всех получен приток нефти как с высокой, так и низкой обводненностью продукции при продолжительности эффекта 1–5 месяцев.

Исследованиями Д.Ю. Крынева с соавт. [8] на насыпных моделях из кварцевого песка и дезинтегрированных кернов Суторминского месторождения без указания их характеристик и методики проведения опытов подтверждено практически линейное увеличение скорости фильтрации воды с ростом концентрации ИВВ-1 в вытесняющей воде от 0,2 до 6 %, что авторы назвали коэффициентом стимуляции. Ими условно предполагается незатрудненный вынос из ПЗП привнесенной воды, а факт такого же интенсифицированного продвижения поступающей из пласта воды в послеремонтный период замалчивается.

Однако фраза: «... применение КПАВ в гидрофильном коллекторе может быть эффективным, если при их использовании не очень сильно будет изменяться его гидрофобизация, поскольку в этом случае может значительно возрасти фазовая водопроницаемость», не раскрывает, как именно регулировать «не очень сильно»?

А вот ОПЗ на месторождениях Ноябрьского региона проводились с кислотными составами, включающими дополнительно гидрофилизующий НПАВ-АФ<sub>9</sub>-12 или оксид алкилдиметиламина («Синол КАМ») с целью отмыва АСПО и разрушения ВНЭ. Спрашивается, а зачем тогда КПАВ, если его адсорбция будет подавлена НПАВ? Снова присутствует неопределенность и уход от темы эффективности гидрофобизации.

После цикла работ [1, 3, 4] и статьи [2] к этой теме обратился Р.Н. Фахретдинов с соавт. [9], акцентировавшие внимание на важности комплексной раскольматации ПЗП в скважинах, эксплуатирующих низкопроницаемые полимиктовые коллекторы западно-сибирских месторождений, связанной с ее насыщением мелкодисперсной твердой фазой и водным фильтратом на этапах вскрытия, глушения скважин, а также поступающей из пласта водой. С этого вопроса мы также начали часть 1 данной статьи. Рассматривая технологические приемы повышения ОФП нефти в ПЗП и снижения ее для воды с использованием КПАВ, авторы

обратили внимание на необоснованную рекламу их эффективности для ОПЗ как добывающих, так и нагнетательных объектов. Причем по 51 ОПЗ добывающих скважин в 1996 г. на месторождениях Западной Сибири успешность составила 69 % при продолжительности эффекта 140 суток, а по 241 ОПЗ нагнетательных – 82 % и 248 суток соответственно, что, может быть, и связано именно с гидрофобизацией коллекторской поверхности в последнем случае.

Они считали, что: «Механизм действия КПАВ представляет собой результат различных сложных физико-химических процессов, поэтому, чаще всего, выбор вида КПАВ, их концентрации и объектов воздействия осуществляется опытным путем». В связи с этим углубленные его исследования важны для нефтепромысловой практики.

### Роль капиллярных сил в сравнении с гидродинамическими для пористых сред

Исследованию роли капиллярных сил, капиллярной пропитки в процессах нефтевытеснения посвящены много работ, среди которых [10–34].

Рассмотрим кратко сущность капиллярных процессов и значимость капиллярных давлений, реально имеющих место в пластовых условиях разномасштабного коллекторского пространства, для водных жидкостей применительно к глушению скважин.

На практике глушение скважин требует создания репрессии в стволе скважины столбом ЖГ ≈ на 10 % выше пластового давления, что может составлять  $\Delta P_r = 2\text{--}3$  МПа и более. Это предполагает фильтрацию ЖГ в ПЗП по наиболее раскрытому коллекторскому пространству в соответствии с уравнением Гагена – Пуазейля [35]:

$$Q = \frac{n\pi r^4 S \Delta P_r}{8\eta L}, \quad (1)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $n$  – число фильтрационных каналов на площади  $S$ , м<sup>2</sup>;  $r$  – радиус каналов, м;  $\Delta P_r$  – перепад гидравлического давления, Па;  $\eta$  – динамическая вязкость фильтрующейся жидкости, Па·с;  $L$  – длина пути фильтрации, м.

На основании современных представлений процесс излечения пластовых флюидов контролируется значениями ряда основных параметров коллекторского пространства:

- проницаемостью;
- смачиваемостью;
- структурой пористой среды (соотношением долей проточных и нефилтрирующих пор и каналов);
- соотношением гидродинамических и капиллярных сил;
- нефте- и водонасыщенностью.

Проточные каналы  $r_k < 0,1$  мкм в гидродинамическом движении не участвуют, а при  $r_k > 150$  мкм жидкость движется под влиянием только гидродинамического давления. Поры размером  $r < 0,2$  мкм заполнены остаточной водой и участия в фильтрации не принимают, поры  $r = 0,2\text{--}3$  мкм содержат адсорбированную и пленочную формы нефти, а в порах  $r = 3\text{--}100$  мкм сосредоточена свободноподвижная нефть.

В работе [36] на примере гидрофильного терригенного образца керна со значениями газопроницаемости  $k_g = 0,09 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>,  $m = 6,4$  %, с  $S_w = 50$  % установлено следующее соотношение  $N$  каналов различного радиуса:

$r_k$ , мкм	0,01–0,1	0,1–1,0	1–10	10–100
$N$ , %	40	30	20	10

Таблица 2

Величина прикладываемого давления для вытеснения нефти и противодействующее капиллярное давление

Вид насыщающего флюида	Давление вытеснения, МПа	Градиент давления, МПа/м	Радиус поровых каналов, мкм	Капиллярное давление, МПа
Свободноподвижная нефть	< 0,05	< 1,7	3–100	< 8,5·10 <sup>-3</sup>
Пленочная нефть	0,05	1,7	0,3–3,0	8,5·10 <sup>-2</sup>
Адсорбированная нефть	0,52	17,3	0,2–0,3	0,09
Остаточная вода	0,7	23,3	<0,2	0,12

Таблица 3

Стендовые эксперименты

Флюид	Θ = 76–83°		Θ = 93°	
	ΔP, МПа	k·10 <sup>3</sup> , мкм <sup>2</sup>	ΔP, МПа	k·10 <sup>3</sup> , мкм <sup>2</sup>
Азот	0,03	40,6	0,03	12,2
	0,06	38,5	0,06	11,3
	0,09	35,6	0,09	10,5
Пластовый газ	0,03	36,4	0,03	8,3
	0,06	32,0	0,06	8,2
	0,09	23,1	0,09	7,6
Вода	0,03	0,57	0,06	2,04
	0,06	0,54	0,09	2,01
	0,09	0,54	0,12	2,01
Керосин	0,03	1,95	0,06	1,59
	0,06	1,95	0,09	1,57
	0,09	1,95	0,12	1,57

Таблица 4

Капиллярное давление при впитывании воды в гидрофильные нефтенасыщенные песчаные керны

k, мкм <sup>2</sup>	S <sub>w</sub>				
	100	80	60	40	30
0,5	1,4	2,8	5,5	9,7	16,6
0,2	4,1	9,0	16,6	34,5	51,7
0,005	11,7	16,2	49,7	93,2	132,5

Стендовыми исследованиями по вытеснению нефти водой из данного образца установлено извлечение практически только свободноподвижной ее формы и только 2–5 % – пленочной с ростом давления до прорыва воды. Ниже представлены величины прикладываемого давления для вытеснения нефти и противодействующее капиллярное давление со стороны нефти (табл. 2).

Стендовыми экспериментами на преимущественно гидрофильном терригенном керне Уренгойского месторождения и преимущественно гидрофобном – Рудовского месторождения (Украина) установлены следующие их проницаемость для газов, воды и керосина [37] (табл. 3).

По результатам стендовых экспериментов следует превышение проницаемости для керосина над проницаемостью для воды в гидрофильном коллекторе в 3,6 раза, а в гидрофобном, наоборот, – в 1,27 раза ниже. Для образца керна Рудовского месторождения с нейтральной смачиваемостью Θ = 90° имело место равенство проницаемостей воды и керосина.

Величина и знак капиллярного давления P<sub>к</sub> (Па) для жидкости, внедряющейся в цилиндрический капилляр внутренним радиусом r<sub>к</sub> или находящейся в нем, при контакте с антиполярной жидкостью определяется возникающим краевым углом смачивания Θ его капиллярной поверхности и межфазным натяжением σ<sub>12</sub> между жидкостями в соответствии с уравнением Юнга – Лапласа [38]:

$$P_k = \frac{2\sigma_{12}\cos\Theta}{r_k} \quad (2)$$

В частности, при впитывании воды в гидрофильный капилляр Θ < 90°, заполненный нефтью, величина P<sub>к</sub> является движущей силой такого процесса пропорционально росту величин σ<sub>12</sub> cosΘ и снижению радиуса капилляра. Например, снижение σ<sub>12</sub> путем растворения ПАВ в воде сдерживает интенсивность капиллярной пропитки и силу удерживания воды в капилляре. Для случая гидрофобного капилляра Θ > 90° требуется уже приложить некоторое гидравлическое давление P<sub>г</sub> для впитывания воды, когда P<sub>г</sub> > P<sub>к</sub>, т.е. знак P<sub>к</sub> меняется на обратный. В варианте же впитывания нефти в гидрофильный капилляр, заполненный водой, вектор P<sub>к</sub> направлен в сторону нефти, и все будет зависеть от ее смачивающих свойств, толщины и резистентности пленки воды на капиллярной поверхности. При содержании ПАВ-гидрофилизаторов пленка утолщается и может служить гидравлической подложкой для нефти, ускоряющей ее движение по гидрофобной поверхности. Вода, содержащая ПАВ-гидрофобизаторы, может изменить смачиваемость гидрофильной поверхности на гидрофобную, и тогда нефть начнет впитываться. И, наконец, в случае беспрепятственной адсорбции из нефти ее полярных компонентов (смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты, металлопорфириновые комплексы и др.) на гидрофильной поверхности она начнет смачиваться нефтью и пропитывать капилляр.

Чтобы приблизить модельные эксперименты к нефтепромысловой практике или без их постановки прогнозировать возникающие в (2) осуществляют замену r<sub>к</sub> на фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов через терм r<sub>к</sub> = 2√2k/m и дополнительный ввод функции Леверетта в зависимости от их водонасыщенности. Без ущерба в расчетах можно принять:

$$P_k = \frac{\sigma_{12}\cos\Theta}{\sqrt{2k/m}}(1 - S_w), \text{ Па.} \quad (3)$$

Ниже представлены величины P<sub>к</sub> (кПа) при впитывании воды в гидрофильные нефтенасыщенные песчаные керны с различным водосодержанием по данным Н. Мангэна [38] (табл. 4).

Из равенств Дарси и Пуазейля для горизонтальных капилляров Ушборном получено уравнение глубины капиллярной пропитки L (м) во времени τ при вытеснении антиполярной жидкости вязкостью η:

$$L = \sqrt{\frac{r_k \sigma_{12} \cos\Theta}{2\eta}} \tau, \quad (4)$$

из которого следует снижение скорости пропитки во времени пропорционально V ≈ L/√τ. Аналогично (3) можно произвести замену на r<sub>к</sub> терм 2√2k/m.

С наличием прикладываемого гидравлического давления P<sub>г</sub> равенство (4) преобразуется к виду:

$$L = \sqrt{\frac{r_k^2}{4\eta}(P_g + P_k)} \tau. \quad (5)$$

Для системы двух несмешивающихся жидкостей, когда одна из них с вязкостью η<sub>1</sub>, внедряющаяся в капилляр на глубину L<sub>1</sub>, вытесняет другую жидкость с вязкостью η<sub>2</sub>, расположенную на глубине L<sub>2</sub>, используют уравнение Уошберна для скорости капиллярной пропитки (V, м/с)

$$V = \frac{r_k \sigma_{12} \cos \Theta}{4(\eta_1 I_1 + \eta_2 I_2)}, \quad (6)$$

и соответственно с прикладываемым перепадом гидравлического давления:

$$V = \sqrt{\frac{r_k^2 (P_r + P_k)}{8(\eta_1 I_1 + \eta_2 I_2)}}. \quad (7)$$

В условиях  $\Delta P_r \gg P_k$  оно подчиняется обычному Пуазейлевскому течению. Анализ данных уравнений свидетельствует о позитивном влиянии на удаление водной фазы из ПЗП в области совместного действия капиллярного и гидродинамического давления величин следующих факторов:

- низкого значения  $\sigma_{12}$  и  $\eta$  находящихся в них жидкостей;
- плохой смачиваемости ими поверхности;
- увеличения проницаемости коллекторского пространства;
- повышения гидравлического давления в обратном направлении.

Таким образом, как в прямом направлении фильтрации водной ЖГ из ствола скважины в ПЗП, так и обратном – из ПЗП в ствол скважины, наиболее благоприятная картина складывается для жидкостей с минимальным создаваемым капиллярным давлением.

В реальных условиях можно снизить значения  $\sigma_{12}$  воды на границе с нефтью в 20–300 раз с 20–30 до 0,1–0,2 мН/м путем растворения ПАВ, и изменить смачиваемость преимущественно гидрофильной коллекторской поверхности от  $\cos \Theta \approx 0,6$  для  $\Theta \approx 50^\circ$  до  $\cos \Theta \approx 0,1–0,02$  для  $\Theta \approx 84–89^\circ$ .

Рассмотрим факторы гипотетического контроля капиллярных сил для проникновения фильтрата в ПЗП с позиции апологетов гидрофобизации ПЗП.

В случае преимущественно гидрофильного и промежуточно-смачиваемого коллектора вектор  $P_k$  направлен вглубь пласта с опережающим ростом в сеть низкопроницаемых, преимущественно заполненных остаточной и относительно подвижной водой каналов. Но поскольку в таких зонах водонасыщенность может приближаться к 100 %, то и  $P_k \rightarrow 0$ . Следовательно, значительная часть, а может и большая, водного фильтрата перераспределится в нефтенасыщенное пространство с остаточной водой, где величина  $P_k$  и скорость пропитки воды растут.

Наличие ПАВ в фильтрате также интенсифицирует скорость его пропитки в нефтенасыщенную зону с остаточной водой в большей степени, чем водонасыщенную. Данное обстоятельство благоприятно для отмыва нефти, но в варианте водонасыщения ПЗП – негативно. Лишь с учетом наступающей более полной гидрофобизации коллекторской поверхности и увеличения доли отмывтой нефти можно предполагать локальное ускорение последующей фильтрации нефти.

Внедрение фильтрата в гидрофобный нефтенасыщенный коллектор должно сдерживаться противоположной направленностью вектора  $P_k$ , хотя, с учетом гетерогенной смачиваемости, может иметь место и капиллярное впитывание. В водонасыщенную зону пропитка будет ослаблена.

Однако, как бы ни была гипертрофирована роль капиллярных давлений, они составляют малую толику в гидродинамическом давлении, прикладываемом к продуктивным пластам со стороны объектов нагнетания и добычи, что следует из помещенных выше экспериментальных данных на кернах и

расчетных уравнений для  $P_k$  и скорости пропитки. В противном случае невозможна была бы разработка залежей с преимущественно гидрофобным типом смачиваемости коллекторской поверхности.

Процесс удаления водного фильтрата из ПЗП в ствол скважины также будет осуществляться при контроле гидродинамического давления, создаваемого в ПЗП депрессией на пласт. Роль  $P_k$  может быть существенной только в пористых средах со значениями  $k < 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Условно примем процессы вытеснения дискретно нефтяной и водной фазы.

В любом по смачиваемости нефтенасыщенном коллекторе с проникшим фильтратом его вытеснение существенно облегчится вследствие опережающего поступления нефти по более раскрытым каналам в соответствии с (1) до точки пересечения кривых ОФП (см. рис. 1 в части 1).

Превышение этих значений  $S_w$  инициирует самостоятельное движение фильтрата с ускорением по гидрофобному пространству. Из-за недоступности наиболее низкопроницаемых каналов для фильтрации нефти, где частично сосредоточится фильтрат, он будет относительно неподвижным, т.е. капиллярно-защемленным, увеличивается остаточная водонасыщенность. В этом случае благоприятно скажется максимальное снижение значений  $P_k$  для него путем растворения в ЖГ ПАВ.

Вытеснение водной фазой фильтрата из нефтенасыщенного пространства совместно с нефтью подчиняется общеизвестным законам двухфазной фильтрации: поршневому – для гидрофильного пространства, и глобулярному – для гидрофобного. В любом из них при наступающем смешивании воды и фильтрата может наступить перенасыщение такой водной фазой точки пересечения ОФП и опережающее поступление в ствол скважины с ее долей, определяемой по формуле (1) части 1 статьи.

В водонасыщенной зоне проникший фильтрат также смешается с остаточной водой, увеличит ее содержание до подвижного состояния и инициирует самостоятельную фильтрацию с дополнительно поступающей из пласта водой. Вновь-таки при гидрофобном состоянии коллекторской поверхности такое движение интенсифицируется, по сравнению с гидрофильной.

Таким образом, максимальная уязвимость ПЗП от проникновения водного фильтрата складывается на этапе ее высокой нефтенасыщенности, когда значения  $P_k$  высоки, а кривая ОФП нефти может быть резко сдвинута вправо по оси нарастающей водонасыщенности. Это стимулирует гидравлическую подвижность водной фазы из глубины пласта, хотя гидрофильное состояние поверхности окажет ему определенное сопротивление.

М. Маскет [6] на с. 164 отмечает, что «капиллярные силы являются второстепенным фактором в динамике добычи нефти», а их роль может быть весомой в «... выравнивании скорости вытеснения нефти между плотными и проницаемыми участками продуктивной зоны» [6, с. 163].

Известные специалисты Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Е. Батулин и Н.Я. Медведев [39] считают, что «... капиллярная пропитка не может быть движущей силой перераспределения фаз», но «... могут блокировать движение как в отдельной поре, так и целых блоках и прослоях».

Вместе с тем роль капиллярных процессов чрезвычайно весома в преодолении жидкостями сообщающихся каналов различной макрораскрытости и движениях глобул по каналам меньшего радиуса, что мы осветим в третьей части статьи.

Таблица 5

Значение  $P_k$  в низкопроницаемых сланцевых формациях

Параметр	Значение							
	1		0,1		0,01		0,001	
$k \cdot 10^3$ , мкм <sup>2</sup>	20	40	20	40	20	40	20	40
$S_{np}$ , %	0,4	0,15	1,4	0,4	2,9	1,3	4,1	3,4

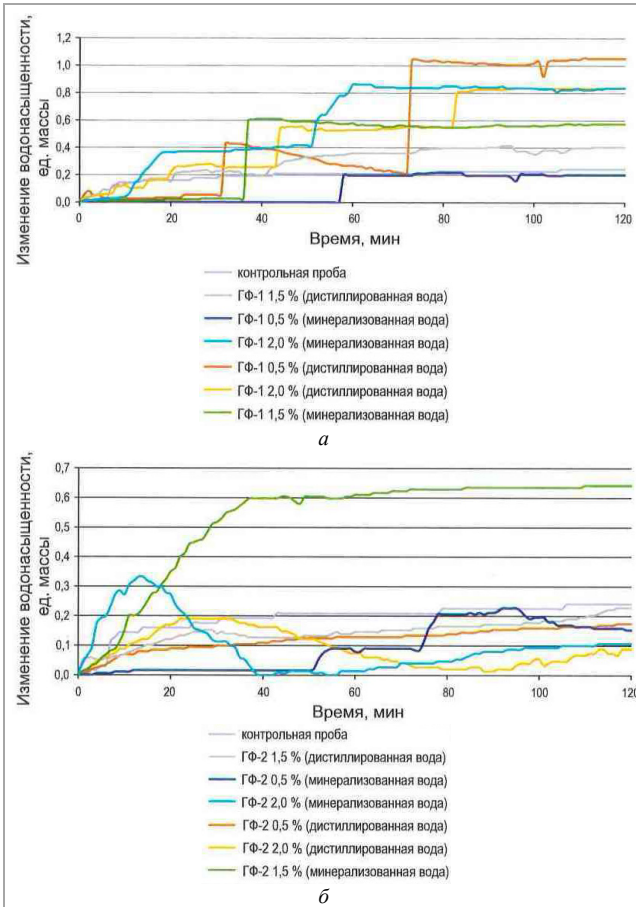


Рис. 1. Влияние концентрации и минерализации растворов гидрофобизаторов ГФ-1 (а) и ГФ-2 (б) на кинетику водонасыщенности [43]

Величины  $P_k$  для воды значительны в низкопроницаемых сланцевых формациях, особенно при низком ее остаточном количестве [40, с. 265] (табл. 5).

В плане гидрофобизации ПЗП заслуживает внимания точка зрения А.М. Свалова из ИПНГ РАН [16], который отвергает принятый на веру многими специалистами тезис, что гидрофобизация пород ПЗП снижает ОФП для воды. Он верно подчеркивает невозможность снижения объемов поступающих в ствол скважин пластовых флюидов вследствие гидрофобизации и распространение такого влияния лишь на интенсивность их фильтрации.

Определяющим фактором при гидрофобизации ПЗП является ОФП пластовых флюидов [41]. В случае низкой обводненности скважинной продукции коэффициент продуктивности скважин ( $K_{пр}$ ) может даже снижаться из-за роста сопротивления фильтрации нефти по гидрофобному капиллярному пространству. Высокая обводненность требует проведения в скважинах водоограничительных работ агентами селективного действия, гидрофобизация ПЗП таких объектов повышает их  $K_{пр}$  только вследствие увеличения доли воды в продукции. Водоотталкивающие свойства гидрофобизированных пористых сред справедливы лишь

в области действия капиллярных давлений, которые при доминировании гидравлических – несущественны.

При высокой нефтенасыщенности, наоборот,  $K_{пр}$  снижается для общего притока, что прямо противоположно целям гидрофобизации ПЗП. В слоисто-неоднородных пластах заводненные прослои вследствие гидрофобизации могут повысить долю воды в продукции скважин и снизить приток нефти из нефтенасыщенных прослоев.

Критически следует подходить к использованию лабораторных методик по самопроизвольной пропитке модельных пористых сред, принятых в кругу нефтяных специалистов для оценки эффективности гидрофобизирующих агентов. Они опираются на экспериментальные работы с разносоченными капиллярами из области коллоидной химии и пористыми средами при атмосферных условиях. Такие материалы полезны в отношении математического аппарата описания капиллярной пропитки, действия различных ПАВ на инверсию краевых углов смачивания поверхностей и другие эффекты, часть из которых мы рассмотрели выше. Суммированные в работе [38] другие материалы исследованы под углом зрения влияния  $P_k$  в капиллярах на движение газовых и жидких глобул, мелкодисперсных частиц и роли в этих процессах ПАВ, к чему мы еще обратимся в части 3 статьи.

Принятая в настоящее время многими исследователями экспресс-методика оценки скорости самопроизвольной капиллярной пропитки воды или ее поглощенного объема в насыпных песчаных моделях при атмосферном давлении после их обработки гидрофобизирующими составами описана в [42]. Пористая среда формируется из молотого гидрофильного кварцевого песка фракцией 0,1–0,2 мм или дезинтегрированных проэкстрагированных кернов конкретного месторождения  $L = 14–15$  см,  $d = 6–7$  см. После ее заполнения под вакуумом одним поровым объемом (1 ПО) исследуемого раствора КПАВ или раствором кремнийорганической жидкости в керосине модель выдерживают 12–24 ч, последовательно промывают 10 ПО воды и керосина, проводят вакуумную сушку и оценивают массу впитавшейся воды торцевой поверхностью в течение 2 мин. Ряд исследователей выдерживают тестируемые растворы ПАВ в пористых средах 24 ч.

Отметим, что гидрофобизации подвергаются сухие пористые среды, а факт возможности использования дезинтегрированных кернов после их экстракции ничего не добавляет в исследовательском плане, как и очень короткое время пропитки водой. Насколько реально переносить выбранные таким образом концентрации ПАВ на пластовые условия? А ведь переносят, рекомендуют 0,05–0,1 % в ЖТ, доказывают, что их ПАВ лучше других, поскольку впиталось на 0,05 см<sup>3</sup> меньше воды, в другом случае вообще вода не впитывается и т.д. Возможно, стоит попытаться в таких моделях создать гидравлическое давление, нефтеводонасыщенность, повысить температуру? Скорее всего, будет впитываться еще быстрее, чем без гидрофобизаторов. Возражат, что это уже фильтрация. Но в реальности мы как раз и «имеем» сочетание этих двух давлений.

Позитивным фактором таких экспресс-методик является возможность наблюдения немонотонности пропитки пористых сред растворами ПАВ, когда можно сделать вывод об их адсорбции и, как следствие, изменении смачиваемости фильтрационной поверхности.

И.А. Гуськовой с соавт. [43] исследована кинетика капиллярной пропитки нефтенасыщенных песчано-алевролитовых кернов бобриковского горизонта

Черноозерского месторождения Татарстана водными разноконцентрированными растворами композиции КПАВ ГФ-1 и НПАВ-ГФ-2. К сожалению, отсутствуют все данные, необходимые для комментария по проведенным экспериментам. Но в этом случае интересен ход кривых на рис. 1 из [43], свидетельствующий о немонотонности такой пропитки и сложном для кинетики влиянии концентрации ПАВ. Вот такая картина более реальна, о чем шла речь выше.

К сожалению, профессор Альметьевского нефтяного института И.А. Гуськова отталкивается от следующего тезиса: «Ожидаемый эффект заключается в увеличении дебита нефти за счет гидрофобизации прискважинной части пласта и, соответственно, увеличения относительной проницаемости нефти в этой зоне». А студенты, будущие специалисты, это слушают.

В работе [44] на образцах нефтенасыщенных моделью нефти  $\eta = 1,2$  мПа·с гидрофильных песчаных кернов Ново-Дмитровского месторождения (Краснодарский край) со значениями  $k = 0,113$  мкм<sup>2</sup>,  $m = 27,2$  % с регулируемой водонасыщенностью

пластовой водой  $p = 1020$  кг/м<sup>3</sup> и  $\sigma_{12} = 20,4$  мН/м исследовали капиллярное впитывание данной воды при  $t = 108$  °С и  $P = 23$  МПа в течение 10 мин.

За данное время вытеснялось ~50 % нефти. Скорость капиллярной пропитки линейно снижалась с ростом водонасыщенности кернов от  $V \approx 80$  см/сут ( $S_w = 0$ ) до  $V \approx 10$  см/сут ( $S_w = 60$  %).

На гидрофобной модели  $k = 2,1$  мкм<sup>2</sup>,  $m = 29,3$  % при  $\sigma_{12} = 16,7$  мН/м,  $t = 65$  °С и  $P = 16$  МПа в течение 60 минут скорость пропитки увеличивалась от  $V \approx 0,8$  см/сут ( $S_w = 0$ ) до максимальной  $V \approx 2,5$  см/сут ( $S_w = 30$  %), а затем снижалась до  $V \approx 0,8$  см/сут ( $S_w = 60$  %). В атмосферных условиях пропитка отсутствовала при  $S_w = 0$ , начиналась со значений  $S_w = 10$  % ( $V \approx 0,1$  см/сут), достигала экстремума  $V \approx 1,3$  см/сут ( $S_w = 20$  %) с последующим снижением до  $V \approx 0,1$  см/сут для  $S_w = 60$  %.

В данных экспериментах все в соответствии с уравнением (2).

Общие выводы будут сделаны в конце третьей части статьи.

### Библиографический список

- Горбунов, А.Т. Применение катионоактивных ПАВ для повышения продуктивности скважин / А.Т. Горбунов, В.А. Широков, Д.Ю. Крынев // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 20–22.
- Глуценко, В.Н. К вопросу обработки призабойных зон скважин катионными ПАВ / В.Н. Глуценко // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – № 1. – С. 50–53.
- Применение гидрофобизирующих веществ для обработки призабойных зон скважин / В.О. Палий, А.Т. Горбунов, В.А. Гуменюк, К.Л. Матвеев // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 10. – С. 64–65.
- Минаков, И.И. Промысловые испытания гидрофобизирующих композиций на Самотлорском месторождении / И.И. Минаков // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 6. – С. 17–19.
- Старковский, А.В. Гидрофобизация призабойной зоны пласта как метод повышения нефтеотдачи / А.В. Старковский, Т.С. Рогова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 12. – С. 36–38.
- Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти: пер. с англ. / М. Маскет. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
- Пат. 2131024 RU, МПК<sup>6</sup> E21B43/27, 43/22. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Старков А.В., Рогова Т.С. – Опубл. 27.05.1999.
- Разработка и применение комплексных гидрофобных составов для обработки призабойной зоны нефтяных скважин / Д.Ю. Крынев, Е.М. Дзюбенко, Т.С. Рогова, Р.Ю. Жуков // Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: сб. науч. тр. ВНИИ. – М., 2005. – Вып. 132. – С. 5–13.
- Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов / Р.Н. Фахретдинов, Ю.В. Земцов, Т.С. Новоселов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 4. – С. 29–30.
- де Гаан, Дж.Г. Влияние капиллярных сил на вытеснение нефти водой / Дж.Г. де Гаан // V Международный нефтяной конгресс. Бурение скважин и добыча нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – Т. 2. – С. 176–195.
- Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта: пер. с англ. / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
- Сургучев, М.Л. Методы контроля регулирования процесса разработки нефтяных месторождений / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1968. – 301 с.
- Сурков, Ю.В. Капиллярная пропитка прискважинной зоны продуктивного пласта / Ю.В. Сурков, Б.И. Леви, В.А. Комаров // Вопросы разработки нефтяных месторождений Башкирии: тр. УфНИИ. – Уфа, 1969. – Вып. 27. – С. 261–270.
- Ибрагимов, Э.И. Зависимость степени проявления капиллярного давления от скорости фильтрационного потока и физических свойств пористой среды / Э.И. Ибрагимов, А.К. Мамедов // Нефтепромысловое дело. – 1970. – № 2. – С. 21–23.
- Stegemeier, G.L. Relationship of trapped oil saturation to petrophysical properties of porous medium / G.L. Stegemeier // SPE Improved Oil Recovery Conference. Paper SPE-4754-MS. – 1974. – P. 225–238.
- Мангэн, Н. Прогрессивные методы добычи нефти. Часть 3. Влияние эффектов на границе раздела фаз на нефтеотдачу: капиллярность / Н. Мангэн // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – № 5. – С. 37–43.
- Paterson, L. Visualization of a surfactant flood of an oil-saturated porous medium / L. Paterson, V. Hornof, G. Neale // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1984. – Vol. 24, no. 3. – P. 325–327. DOI: 10.2118/11598-PA
- Chatzis, I. Correlation of capillary number relationships for sandstone / I. Chatzis, N.R. Morrow // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1984. – Vol. 24, no. 5. – P. 555–562. DOI: 10.2118/10114-PA
- Anderson, W.G. Wettability literature survey – part 4: Effects of wettability on capillary pressure / W.G. Anderson // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, № 10. – P. 1283–1300. DOI: 10.2118/15271-PA
- Anderson, W.G. Wettability literature survey – part 6: Effects of wettability on water-flooding / W.G. Anderson // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, № 12. – P. 1605–1622. DOI: 10.2118/16471-PA
- Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова // Обз. инф. сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 59 с.
- Горбунов, А.Т. Особенности процесса капиллярного вытеснения нефти из карбонатных пород с развитой трещиноватостью / А.Т. Горбунов, В.В. Шкандратов, Н.А. Веремко // Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: сб. науч. тр. ВНИИ. – М., 1991. – Вып. 10. – С. 49–61.
- Хавкин, А.Я. Физические аспекты многофазной фильтрации в пористой среде / А.Я. Хавкин // Обз. инф. сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 60 с.
- Берлин, А.В. Расчет капиллярного давления при центрифугировании / А.В. Берлин, Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи / ВНИИОЭНГ. – 1990. – № 8. – С. 7–10.
- Кочкин, О.В. Расчет давления вытеснения при фильтрации жидкости через образец в методе центрифугирования / О.В. Кочкин, Г.П. Хижняк // Проблемы повышения эффективности разработки, подсчета запасов и извлечения углеводородов в Пермском Прикамье: сб. науч. тр. / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1991. – С. 206–212.
- Расчет эффективного капиллярного давления и коэффициента проницаемости по данным о впитывании жидкости / Г.А. Григорьев, Т.В. Ингерова, И.И. Минаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 9. – С. 26–27.
- Анализ эффективности заводнения с учетом характера течения жидкости на микроуровне / В.В. Кадет, В.И. Селяков, М.М. Мусин, Р.М. Мусин // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 12. – С. 40–43.
- Гистерезис смачивания и его влияние на вытеснение жидких фаз в пористых системах / Г.А. Григорьев, Т.В. Ингерова, В.Ю. Маслянец [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 6. – С. 33–36.
- Laboratory monitoring of surfactant imbibition with computerized tomography / H.L. Chen, L.R. Lucas, LAD Nogaret, H.D. Yang, D.E. Kenyon // Paper SPE 59006. – 2001. – P. 1–14. DOI: 10.2118/69197-PA
- Физическое моделирование капиллярной пропитки в условиях физико-химического циклического заводнения / А.Г. Телин, В.И. Савичев, А.К. Макатров, Е.Г. Гасвой / Нефтепромысловая химия: материалы V Всероссийской научно-практической конференции (24–25.06.2010 г., г. Москва). – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – С. 44–50.
- Тимашев, Э.О. Исследования влияния смачиваемости порового пространства карбонатных пластов месторождений самарской области на коэффициент вытеснения нефти водой / Э.О. Тимашев, Е.С. Калинин, П.В. Павлов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 39–41.

32. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю.Е. Катанов, А.К. Агафаров, И.И. Клещенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 19–29. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29
33. Казаков, А.А. Форсированный отбор жидкости. Теория, эксперименты, практика / А.А. Казаков. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2020. – 332 с.
34. Комплексный анализ результатов капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей нефти и воды терригенных отложений / А.В. Шнайдер, Р.В. Коваленко, Ю.В. Тухватуллина, А.М. Ярославцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 12. – С. 121–127. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-121-127
35. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5 т. – Т. 2. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 549 с.
36. Нестеренко, М.Ю. Влияние капиллярных и гидродинамических сил на эффективность вытеснения углеводнів / М.Ю. Нестеренко, А.А. Хома, Г.П. Боднарчук // Нафтова і газова промисловість. – Київ, 2005. – № 1. – С. 23–24.
37. Нестеренко, Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 26–35.
38. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 3. Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 650 с.
39. Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов / Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Б. Батурин, Н.Я. Медведев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 38–42.
40. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production / Ed. by M.J. Economides, T. Martin. – TX: Gulf Publishing Co., 2007. – 443 p.
41. Свалов, А.М. Проблемы добычи нефти и газа. Капиллярные эффекты в подземной гидродинамике: Новые результаты / А.М. Свалов. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2013. – 112 с.
42. Лабораторные испытания по оценке гидрофобизирующих свойств химических продуктов и их композиций / И.И. Минаков, Е.О. Серебрякова, В.Д. Москвин, А.Т. Горбунов // Нефтепромысловое дело. – М., 1996. – № 3-4. – С. 34–38.
43. Экспериментальные исследования гидрофобизирующих свойств составов, используемых в технологиях гидроразрыва пласта / И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Т.Р. Хайфуллин, Р.Р. Закиров // Нефтепромысловое дело. – М., 2022. – № 8. – С. 21–26. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26
44. Горбанец, В.К. Капиллярное вытеснение нефти водой из образцов с различной водонасыщенностью / В.К. Горбанец, В.А. Николаев // Нефтепромысловое дело. – М., 1971. – № 11. – С. 16–19.

## References

1. Gorbunov A.T., Shirokov V.A., Krianev D.Iu. Primenenie kationnykh PAV dlia povysheniia produktivnosti skvazhin [Application of cationic surfactants to improve well productivity]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1992, no. 9, pp. 20-22.
2. Glushchenko V.N. K voprosu obrabotki prizaboynykh zon skvazhin kationnymi PAV [On the issue of treating well bottomhole zones with cationic surfactants]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh mestorozhdenii*, 1995, no. 1, pp. 50-53.
3. Pali V.O., Gorbunov A.T., Gumeniuk V.A., Matveev K.L. Primenenie gidrofobiziruiushchikh veshchestv dlia obrabotki prizaboynykh zon skvazhin [Application of hydrophobic substances for treatment of well bottomhole zones]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1993, no. 10, pp. 64-65.
4. Minakov I.I. Promyslovye ispytaniia gidrofobiziruiushchikh kompozitsii na Samotlorskom mestorozhdenii [Field testing of hydrophobic compositions at the Samotlor field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1997, no. 6, pp. 17-19.
5. Starkovskii A.V., Rogova T.S. Gidrofobizatsiia prizaboinoi zony plasta kak metod povysheniia nefteotdachi [Hydrophobization of the bottomhole formation zone as a method for increasing oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 12, pp. 36–38.
6. Masket M. Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefiti [Physical principles of oil production technology]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1953, 606 p.
7. Starkov A.V., Rogova T.S. Sposob obrabotki prizaboinoi zony dobyvaiushchei skvazhiny [Method of processing the bottomhole zone of a production well]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2131024 RU (1999).
8. Krianev D.Iu., Dziubenko E.M., Rogova T.S., Zhukov R.Iu. Razrabotka i primeneniye kompleksnykh gidrofobnykh sostavov dlia obrabotki prizaboinoi zony neftianyykh skvazhin [Development and application of complex hydrophobic compositions for treatment of the bottomhole zone of oil wells]. *Povysheniye effektivnosti razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Sbornik nauchnykh trudov VNII*. Moscow, 2005, iss. 132, pp. 5-13.
9. Fakhretidinov R.N., Zemtsov Iu.V., Novoselov T.S. et al. Gidrofobizatsiia prizaboinoi zony gidrofilnykh kolektorov [Hydrophobization of the bottomhole zone of hydrophilic reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 4, pp. 29-30.
10. de Gaan Dzh.G. Vliianiye kapillarnykh sil na vytesneniye nefiti vodoi. [The influence of capillary forces on the displacement of oil by water]. *V Mezhdunarodnyi neftianoi kongress. Burenie skvazhin i dobycha nefiti*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1961, vol. 2, pp. 176-195.
11. Amiks Dzh., Bass D., Uaiting R. Fizika neftianogo plasta [Physics of oil reservoir]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 572 p.
12. Surguchev M.L. Metody kontrolya regulirovaniya protsessa razrabotki neftianyykh mestorozhdenii [Methods of control and regulation of the process of oil field development]. Moscow: Nedra, 1968, 301 p.
13. Surkov Iu.V., Levi B.I., Komarov V.A. Kapillarnaia propitka priskvazhinnoi zony produktivnogo plasta [Capillary imbibition of the near-wellbore zone of the productive formation]. *Voprosy razrabotki neftianyykh mestorozhdenii Bashkiri. Trudy Ufimskogo nauchno issledovatel'skogo instituta*. Ufa, 1969, iss. 27, pp. 261-270.
14. Ibragimov E.I., Mamedov A.K. Zavisimost' stepeni proiavlenniia kapillarnogo davleniia ot skorosti fil'tratsionnogo potoka i fizicheskikh svoystv poristoii sredy [Dependence of the degree of manifestation of capillary pressure on the filtration flow rate and physical properties of the porous medium]. *Neftpromyslovoe delo*, 1970, no. 2, pp. 21-23.
15. Stegemeier G.L. Relationship of trapped oil saturation to petrophysical properties of porous medium. *SPE Improved Oil Recovery Conference. Paper SPE-4754-MS*, 1974, pp. 225-238.
16. Mangan N. Progressivnyye metody dobychi nefiti. Chast' 3. Vlianiye effektov na granitse razdela faz na nefteotdachu: kapillarnost' [Advanced Oil Recovery. Part 3. Influence of Interface Effects on Oil Recovery: Capillarity]. *Neft', gaz i neftekhimiia za rubezhom*, 1981, no. 5, C. 37–43.
17. Paterson L., Hornof V., Neale G. Visualization of a surfactant flood of an oil-saturated porous medium. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1984, vol. 24, no. 3, pp. 325-327. DOI: 10.2118/11598-PA
18. Chatzis I., Morrow N.R. Correlation of capillary number relationships for sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1984, vol. 24, no. 5, pp. 555-562. DOI: 10.2118/10114-PA
19. Anderson W.G. Wettability literature survey - part 4: Effects of wettability on capillary pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, no. 10, pp. 1283-1300. DOI: 10.2118/15271-PA
20. Anderson W.G. Wettability literature survey - part 6: Effects of wettability on water-flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, no. 12, pp. 1605-1622. DOI: 10.2118/16471-PA
21. Mikhailov N.N., Dzhemisuk A.V., Kol'chitskaia T.N., Semenova N.A. Izuchenie ostatochnogo neftenasyshcheniia razrabatyvaemykh plastov [Study of residual oil saturation of developed formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIOENG, 1990, 59 p.
22. Gorbunov A.T., Shkandratov V.V., Veremko N.A. Osobennosti protsessa kapillarnogo vytesneniia nefiti iz karbonatnykh porod s razvitoi treshchinovost'iu [Features of the process of capillary displacement of oil from carbonate rocks with developed fracturing]. *Primeneniye metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov. Sbornik nauchnykh trudov VNII*. Moscow, 1991, iss. 10, pp. 49-61.
23. Khavkin A.Ia. Fizicheskie aspekty mnogofaznoi fil'tratsii v poristoii srede [Physical aspects of multiphase filtration in porous media]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIOENG, 1991, 60 p.
24. Berlin A.V., Tul'bovich B.I., Khizhniak G.P. Raschet kapillarnogo davleniia pri tsentrifugirovani [Calculation of capillary pressure during centrifugation]. *Razrabotka neftianyykh mestorozhdenii i metody povysheniia nefteotdachi*. Moscow: VNIOENG, 1990, no. 8, pp. 7-10.
25. Kochkin O.V., Khizhniak G.P. Raschet davleniia vytesneniia pri fil'tratsii zhidkosti cherez obrazets v metode tsentrifugirovaniia [Calculation of displacement pressure during filtration of liquid through a sample using the centrifugation method]. *Problemy povysheniia effektivnosti razrabotki, podscheta zapasov i izvlecheniia uglevodorodov v Permskom Prikam'e. Sbornik nauchnykh trudov. Perm', PermNIPneft'*, 1991, pp. 206-212.
26. Grigor'ev G.A., Ingerova T.V., Minakov I.I. et al. Raschet effektivnogo kapillarnogo davleniia i koeffitsienta pronitsaemosti po dannym o vpytvanii zhidkosti [Calculation of effective capillary pressure and permeability coefficient from liquid absorption data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1995, no. 9, pp. 26-27.
27. Kadet V.V., Seliaikov V.I., Musin M.M., Musin R.M. Analiz effektivnosti zavodneniia s uchetoм kharaktera techeniia zhidkosti na mikrourovne [Analysis of waterflooding efficiency taking into account the nature of liquid flow at the micro level]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1995, no. 12, pp. 40-43.
28. Grigor'ev G.A., Ingerova T.V., Masliantsev V.Iu. et al. Gisterezis smachivaniia i ego vliianiye na vytesneniye zhidkikh faz v poristykh sistemakh [Wetting hysteresis and its influence on the displacement of liquid phases in porous systems]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1996, no. 6, pp. 33-36.
29. H.L. Chen, L.R. Lucas, Nogaret LAD, Yang H.D., Kenyon D.E. Laboratory monitoring of surfactant imbibition with computerized tomography. *Paper SPE 59006*, 2001, pp. 1-14. DOI: 10.2118/69197-PA
30. Telin A.G., Savichev V.I., Makatrov A.K., Gasvoi E.G. [Fizicheskoe modelirovaniye kapillarnoi propitki v usloviiakh fiziko-khimicheskogo tsiklicheskogo zavodneniia] [Physical modeling of capillary imbibition under conditions of physicochemical cyclic flooding]. *Neftpromyslovaia khimiia. Materialy V Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (24-25.06.2010, Moscow)*. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2010, pp. 44-50.



31. Timashev E.O., Kalinin E.S., Pavlov P.V. Issledovaniia vliianiia smachivaemosti porovogo prostranstva karbonatnykh plastov mestorozhdenii samarskoi oblasti na koeffitsient vytesneniia nefii vodoi [Laboratory studies of the effect of wettability of the pore space of carbonate reservoirs of the Samara region oil fields on the flood displacement efficiency]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 39-41.
32. Katanov Iu.E., Agafarov A.K., Kleshchenko I.I. et al. Issledovanie vliianiia kapilliarnykh iavlenii pri fil'tratsii dvukhfaznykh nesmeshivaiushchikhsia zhidkosti v poristykh sredakh [Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2020, no. 1, pp. 19-29. DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29
33. Kazakov A.A. Forsirovannyi otkor zhidkosti. Teoriia, eksperimenty, praktika [Forced Liquid Withdrawal. Theory, Experiments, Practice]. Moscow: Nedra, 2020, 332 p.
34. Shnaider A.V., Kovalenko R.V., Tukhvatullina Iu.V., Iaroslavtsev A.M. Kompleksnyi analiz rezul'tatov kapilliarimetrii i otositel'nykh fazovykh pronitsaemosti nefii i vody terrigennykh otlozhenii [Comprehensive analysis of capillarimetry results and relative phase permeabilities of oil and water from terrigenous deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2021, no. 12, pp. 121-127. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-121-127
35. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia. Tom 2. Ob'emnye i poverkhnostno-aktivnye svoistva zhidkosti [Oilfield Chemistry. Volume 2. Volumetric and Surface-Active Properties of Liquids]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, 549 p.
36. Nesterenko M.Iu., Khoma A.A., Bodnarchuk G.P. Vliv kapilliarnykh i gidrodinamichnykh sil na effektivnost' vilucheniia vuglevodniv [The influence of capillary and hydrodynamic forces on the effectiveness of the synthesis of carbohydrates]. *Naftova i gazova promislovost'*. Kiiiv, 2005, no. 1, pp. 23-24.
37. Nesterenko N.Iu. Smachivaemost' porod-kollektorov plastovymi fluidami [Wettability of reservoir rocks by formation fluids]. *Geologiya nefii i gaza*, 1995, no. 5, pp. 26-35.
38. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia. Tom 3. Prizaboinaia zona plasta i tekhnogennye faktory ee sostoiianiia [Oilfield Chemistry. Vol. 3. Bottomhole formation zone and technogenic factors of its condition]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, 650 p.
39. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin Iu.B., Medvedev N.Ia. Fizicheskie osnovy povysheniia effektivnosti razrabotki granuliarnykh kollektorov [Physical principles of increasing the efficiency of granular reservoir development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2002, no. 8, pp. 38-42.
40. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. Ed. by M.J. Economides, T. Martin. TX: Gulf Publishing Co., 2007, 443 p.
41. Svalov A.M. Problemy dobychi nefii i gaza. Kapilliarnye efekty v podzemnoi gidrodinamike: Novye rezul'taty [Problems of Oil and Gas Production. Capillary Effects in Subsurface Hydrodynamics: New Results]. Moscow: Knizhnyi dom "LIBROKOM", 2013, 112 p.
42. Minakov I.I., Serebriakova E.O., Moskvina V.D., Gorbunov A.T. Laboratornye ispytaniia po otsenke gidrofobiziruiushchikh svoistv khimicheskikh produktov i ikh kompozitsii [Laboratory tests to assess the hydrophobic properties of chemical products and their compositions]. *Neftepromyslovoe delo*, 1996, no. 3-4, pp. 34-38.
43. Gus'kova I.A., Khaiarova D.R., Khaifullin T.R., Zakirov R.R. Eksperimental'nye issledovaniia gidrofobiziruiushchikh svoistv sostavov, ispol'zuemykh v tekhnologiiakh gidrorazryva plasta [Experimental studies of the hydrophobizing properties of the compositions used in the technologies of a formation hydraulic fracturing]. *Neftepromyslovoe delo*, 2022, no. 8, pp. 21-26. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-8(644)-21-26
44. Gorbanets V.K., Nikolaev V.A. Kapilliarnoe vytesnenie nefii vodoi iz obraztsov s razlichnoi vodonasyschennost'iu [Capillary displacement of oil by water from samples with different water saturation]. *Neftepromyslovoe delo*, 1971, no. 11, pp. 16-19.

Финансирование. Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0008).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.