

УДК 622.276.7:661.185:541.18

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

**Гидрофобизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта****В.Н. Глущенко<sup>1</sup>, М.С. Турбаков<sup>2</sup>, Г.П. Хижняк<sup>2</sup>, Чэнчжи Ци<sup>3</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)<sup>3</sup>Пекинский университет гражданского строительства и архитектуры (Китай, 100044, г. Пекин, Чжанланьлу Сичэн, 1)**Hydrophobization of the Reservoir Surface in the Processes of Impact on the Bottomhole Formation Zone****Viktor N. Glushchenko<sup>1</sup>, Mikhail S. Turbakov<sup>2</sup>, Grigoriy P. Khizhnyak<sup>2</sup>, Chengzhi Qi<sup>3</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)<sup>3</sup>Beijing University of Civil Engineering and Architecture (1 Zhanlanguan Rd, Xicheng District, Beijing, 100044, People's Republic of China)

Получена / Received: 07.05.2024. Принята / Accepted: 06.07.2024. Опубликовано / Published: 30.08.2024

**Ключевые слова:**

нефтяное месторождение, скважина, призабойная зона пласта, технологические жидкости, фильтрация, относительная фазовая проницаемость, смачиваемость, коллекторская поверхность, гидрофобизация.

Порода-коллектор практически никогда не состоит из одного минерала. Так, в терригенных отложениях наряду с кварцем в различных количествах содержатся карбонаты, глины и другие компоненты. Истинная смачиваемость зависит и от содержащихся в порах жидкостей, т.е. от свойств нефти и воды. В пластовой нефти присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой. При этом смачивающая способность воды уменьшается, а самой нефти – увеличивается. В результате нефть способна вести себя как смачивающая фаза, особенно в породах с высоким содержанием органического вещества. Пластовая вода также может быть поверхностно-активна. Изучение смачиваемости поверхности пород-коллекторов было и остается актуальным.

В статье, состоящей из трех частей, роль смачиваемости коллекторской поверхности в методах воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) рассматривается с позиций общего ее состояния, нарушенного вследствие водонасыщения и течения ряда коагуляционных процессов. Фундаментальные основы фильтрации пластовых флюидов по макро- и микрораскрытым каналам нефтегазовых коллекторов свидетельствуют о предпочтительности гидрофильного состояния их поверхности для опережающего притока нефти по кривым относительной проницаемости нефти и воды. Однако сложившееся в начале 1990-х гг. неверное представление о необходимости ее гидрофобного состояния с целью снижения водонасыщенности ПЗП и гипертрофированная роль при этом капиллярных сил привлекло на свою сторону многих специалистов и оказалось устойчивым по настоящее время.

Авторами последовательно изложено формирование данных представлений и позиционируемая «эффективность» гидрофобизации преимущественно вследствие углеводородонасыщения ПЗП.

**Keywords:**

oil field, well, bottomhole formation zone, process fluids, filtration, relative phase permeability, wettability, reservoir surface, hydrophobization.

Reservoir rock almost never consists of a single mineral. Thus, terrigenous deposits contain carbonates, clays and other components in varying quantities along with quartz. True wettability also depends on the liquids contained in the pores, i.e. on the properties of oil and water. Formation oil contains surface-active and polar substances that can be adsorbed by the rock. In this case, the wetting ability of water decreases, and oil wetting ability increases. As a result, oil can behave as a wetting phase, especially in rocks with a high content of organic matter. Formation water can also be surface-active. The study of the wettability of the reservoir rocks surface has been and remains relevant.

In the article, consisting of three parts, the role of wettability of the reservoir surface in the methods of influencing the bottomhole formation zone (BFZ) is considered from the standpoint of its general state, disturbed due to water saturation and the course of a number of colmatation processes. The fundamental principles of filtration of reservoir fluids through macro- and micro-open channels of oil and gas reservoirs indicate the preference for a hydrophilic state of their surface for the advanced inflow of oil along the curves of the relative permeability of oil and water. However, the incorrect idea that emerged in the early 1990s about the need for its hydrophobic state in order to reduce the water saturation of the BFZ and the hypertrophied role of capillary forces in this case attracted many specialists to its side and has proven to be stable to this day.

The authors consistently outlined the formation of these ideas and the positioned "efficiency" of hydrophobization mainly due to hydrocarbon saturation of the BFZ.

© Глущенко Виктор Николаевич – кандидат технических наук, независимый автор (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 (342) 219 82 50, 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.

© Чэнчжи Ци – доктор физико-математических наук, профессор Школы гражданского и транспортного строительства (e-mail: qichengzhi65@163.com).

© 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.

© Chengzhi Qi (Author ID in Scopus: 35490194400, ORCID: 0000-0003-1196-3972) – Doctor in Physics and Mathematics, Dean of Graduate School (e-mail: qichengzhi65@163.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Гидрофобизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта / В.Н. Глущенко, М.С. Турбаков, Г.П. Хижняк, Чэнчжи Ци // Недропользование. – 2024. – Т.24, №3. – С.155–163. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.6

Please cite this article in English as:

Glushchenko V.N., Turbakov M.S., Khizhnyak G.P., Chengzhi Qi. Hydrophobization of the reservoir surface in the processes of impact on the bottomhole formation zone. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2024, vol.24, no.3, pp.155-163. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.6

## Введение

Смачиваемость пород имеет существенное значение при эксплуатации нефтяных месторождений, так как оказывает сильное влияние на процесс вытеснения нефти водой и в связи с тем, что распределение фаз в поровом пространстве является функцией смачиваемости.

Порода-коллектор практически никогда не состоит из одного минерала. Так, в терригенных отложениях наряду с кварцем в различных количествах содержатся карбонаты, глины и другие компоненты. Истинная смачиваемость зависит и от содержащихся в порах жидкостей, т.е. свойств нефти и воды. В пластовой нефти присутствуют поверхностно-активные и полярные вещества, которые могут адсорбироваться породой. При этом смачивающая способность воды уменьшается, а самой нефти – увеличивается. В результате нефть способна вести себя как смачивающая фаза, особенно в породах с высоким содержанием органического вещества. Пластовая вода также может быть поверхностно-активна. Изучение смачиваемости поверхности пород-коллекторов было и остается актуальным [1–38].

В данной статье, состоящей из трех частей, проблема роли смачиваемости коллекторской поверхности рассматривается с учетом общего состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), контролирующей поступление в ствол добывающих скважин пластовых флюидов и фильтрацию различных технологических жидкостей (ТЖ) в обратном направлении под различными знакопеременными нагрузками во время первичного вскрытия, цементирования, вторичного вскрытия, освоения продуктивных пластов, глушения, кислотных обработок (КО), гидравлических разрывов пластов (ГРП), водоограничительных работ, реперфорации, обработки призабойной зоны (ОПЗ) с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), солей, расколматации ПЗП и других. Как правило, это сопровождается привнесением и образованием новых потенциально опасных колматантов из состава пластовых флюидов и коллекторов. Приведение этого «таможенного» барьера в соответствие с общим состоянием эксплуатируемых пластов, по которым определены значения коэффициента извлечения нефти (КИН), трудновыполнимая задача, решаемая в рамках максимального сохранения и восстановления коллекторских свойств ПЗП.

## Ретроспективный обзор

В технологических процессах ГРП, создания протяженных каналов кислотного растворения удается вовлечь в разработку сеть разобценных трещин, экранированных нефтесодержащих зон, выстроить дополнительные транспортные «артерии», не свойственные коллекторам в глубине пласта, и существенно повысить коэффициент продуктивности скважин ( $K_{пр}$ ) против расчетных значений в сторону отрицательных значений скин-эффекта.

Однако многие технологические процессы сопровождаются увеличением поступления водной фазы в ствол скважин, что негативно отражается на показателях КИН, состоянии эксплуатации скважин и месторождения в целом. Такое нарастающее влияние водной фазы характерно для недонасыщенных нефтью пластов с высоким содержанием остаточной воды и на второй стадии разработки месторождений с подходом закачиваемой воды для поддержания пластового давления (ППД) к добывающим скважинам, когда резко снижается относительная фазовая проницаемость (ОФП)

для нефти и возрастает для воды. Дополнительное привнесение водной фазы в ПЗП из состава ТЖ усугубляет эту проблему.

Вот здесь у ряда «специалистов» появился соблазн использования чудодейственного средства «селективного» действия, способствующего снижению отрицательного влияния водной фазы на  $K_{пр}$  скважин и управлению им как со стороны ствола скважин, так и глубины пласта. В частности, на щит поднята способность многих веществ изменять смачиваемость коллекторской поверхности, причем для поверхностно-активных веществ (ПАВ) это проявляется при их низких концентрациях в составе ТЖ. Не отрицая чрезвычайной важности этой проблемы, даже в рамках разработки месторождений, а тем более состояния ПЗП, попадание этого «лекарства» в руки недобросовестных «специалистов» зачастую превращает его в «яд», что требует внесения ясности в глубину поставленной проблемы, поскольку она приобретает все большее число «поклонников». Характерный для таких работ узкий взгляд, связанный лишь с водонасыщением ПЗП и ее регулированием посредством «гидрофобизации» безотносительно общего состояния ПЗП, факторов ее колматации, стадии разработки месторождений, также является неприемлемым.

Так, Н. Мангэн [39], акцентируя внимание на данном процессе, писал: «Смачиваемость пород – весьма сложное явление, к изучению смачиваемости следует подходить очень осторожно, так как она оказывает большое влияние на фильтрационные характеристики воды и нефти ... с возможностью ее изменения путем применения химических добавок ...».

Исследователями принимается исходное состояние смачиваемости коллекторской поверхности трех видов:

- преимущественно гидрофобное;
- промежуточно-смачиваемое;
- преимущественно гидрофильное.

С учетом разнообразных минерально-морфологических свойств коллекторов введен термин микроструктурной смачиваемости, которая предполагает наличие даже в гидрофобной среде отдельных гидрофильных участков, связанных или не связанных между собой фильтрационными каналами.

В этом плане Н.С. Гудок в своей книге (1970) правильно отмечает: «Применение терминов “гидрофильная” или “гидрофобная” оправдано лишь в случае полного смачивания водой или нефтью, что в пластовых условиях исключается».

В гидрофильных породах нефть занимает центр наиболее крупных пор и расширения среднеразмерных сообщающихся каналов, а остаточная вода сосредоточивается по сети наименее проницаемого пространства. В гидрофобных породах происходит заполнение нефтью доступных для фильтрации мелких пор и пленочное покрытие коллекторской поверхности. Вода в этом случае приобретает глобулярный характер в центре поровых каналов.

При идентичной насыщенности смачивающей и несмачивающей фазами эффективная (индивидуальная) проницаемость смачивающей фазы (например, нахождение воды в гидрофильном коллекторе) ниже, чем несмачивающей, вследствие ее более интенсивного межмолекулярного взаимодействия с такой коллекторской поверхностью.

Несмачивающая фаза, занимая центральную часть поровых каналов, при своем движении скользит по пленке смачивающей фазы [40, 41].

Максимальное извлечение нефти, в том числе за безводный период, характерно для гидрофильных или промежуточно-смачиваемых коллекторов с поршневым видом ее вытеснения по сети макрораскрытых каналов.

Доля воды в продукции скважин  $f_{(sw)}$  с водонасыщенностью коллекторского пространства  $S_w$  определяется соотношением вязкостей воды  $\eta_w$ , нефти  $\eta_o$  и значениями их ОФП  $k_w^*$ ,  $k_o^*$  [40]:

$$f_{(sw)} = \frac{1}{1 + \frac{k_o^* \eta_w}{k_w^* \eta_o}} \quad (1)$$

При совместной фильтрации нефти и воды с увеличением гидрофильности коллекторов кривые ОФП смещаются в сторону больших водонасыщенностей ( $S_w > 50\%$ ), что показано на рис. 1. С повышением гидрофобности коллекторской поверхности при равной  $S_w$  проницаемость для воды возрастает, а нефти – снижается.

Среди апологетов «гидрофобизации» сложилось прямо противоположное мнение на эти процессы, что мы осветим, придерживаясь хронологической последовательности изложения имеющих на эту тему литературных источников.

Поиск первоисточника появления темы необходимости или целесообразности гидрофобизации коллекторской поверхности в ПЗП для удаления из нее водной фазы привел нас к известной книге Г.А. Бабаляна с соавт. за 1962 г. [42].

Экспериментально исследуя вытеснение капель и пленок нефти различными водными растворами с твердой поверхности, они пришли к однозначному заключению об улучшении данного процесса путем придания поверхности гидрофильного состояния, в том числе с использованием водорастворимых неионных ПАВ (НПАВ) типа ОП-10. Теперь акцентируем внимание на чрезвычайно важном выводе этих авторов на с. 155: «При разрыве пленки нефти возможна не только физическая адсорбция ПАВ на твердой поверхности, но и химическая, а также образование новой поверхности, более гидрофобной. В этом случае, несмотря на снижение межфазного натяжения  $\sigma_{12}$ , краевой угол смачивания ( $\theta$ ) может оказаться большим». Заметим, «более гидрофобной» и «угол смачивания может быть большим». Нет слов о переходе поверхности в чисто гидрофобное состояние, а адсорбция даже гидрофилизующих НПАВ на чисто гидрофильной кварцевой поверхности ( $\theta = 0^\circ$ ) придает ей некоторую гидрофобность ( $\theta > 0^\circ$ ).

На такой частично гидрофобизованной поверхности образовавшиеся при разрыве пленки нефтяные капли могут вновь растекаться, диспергироваться на гидрофильных участках до меньших размеров, т.е. вытесняться водой в пульсирующем глобулярном режиме или даже поршневым.

Относительно вытеснения пленочной воды, которую авторы именовали «остаточной», приемлемо также положение о снижении интенсивности ее удержания на твердой поверхности пропорционально росту ее гидрофобности с одновременным снижением значений  $\sigma_{12}$ . Авторы писали на с. 157: «Наличие водорастворимых ПАВ в воде дает возможность вытеснять из порового пространства большее количество пленочной воды, т.е. уменьшить остаточную водонасыщенность при вытеснении воды нефтью».

«Коварным» было следующее заключение на с. 158: «... применяя нефтерастворимые ПАВ, хорошо адсорбирующиеся на твердой поверхности и слабо на границе нефть – вода, можно достигнуть лучших условий вытеснения пленочной воды». Совершенно верно, но как быть с такой вновь образованной уже пленочной нефтью? Возвращаться к началу наших рассуждений? Ведь задача-то основная не воду

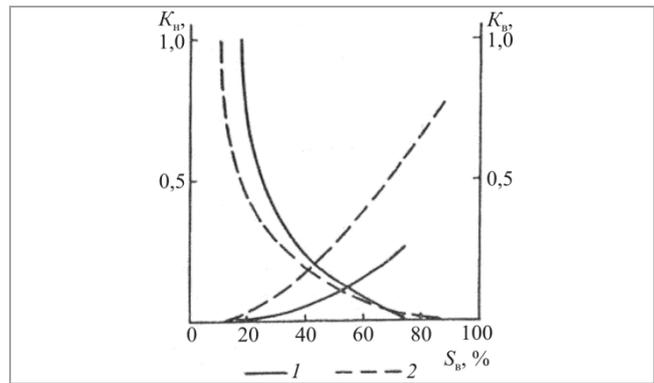


Рис. 1. Влияние смачиваемости на вид кривых ОФП, породы: 1 – гидрофильная; 2 – гидрофобная

вытеснить из пласта и ПЗП, а нефть. Но и здесь есть выход для вдумчивого читателя. Такие ПАВ также должны быть слабыми гидрофобизаторами коллекторской поверхности и интенсивно снижать межфазное натяжение, чтобы образующиеся глобулы воды имели минимальный размер.

На с. 159 авторы рекомендуют водорастворимые НПАВ для интенсификации освоения скважин и извлечения водных фильтратов из ПЗП. А вот нефтерастворимым ПАВ они предают свойство снижения ОФП воды также с одновременным облегченным ее удалением из ПЗП.

Вот в этом не до конца продуманном «заключении» и был скрыт тезис, почему-то взятый на «вооружение» многими последующими сторонниками «гидрофобизации» ПЗП.

Естественно, что незамеченным остался вывод Г.А. Бабаляна в отдельной статье 1963 г. [43]: «Добавка в углеводородную жидкость нефтерастворимых ПАВ, уменьшая фазовую проницаемость пористой среды для нефти, увеличивает ее для воды».

Для примера рассмотрим результаты одной из последних работ в плане оценки эффективности гидрофобизации коллекторской поверхности для ОФП нефти и воды американских ученых W.W. Owens и D.L. Archer [44].

Прокаленные гидрофильные керны песчаника Torpedo,  $L = 4,45$  см и  $d = 1,91$  см, насыщались раствором NaCl, затем производилась фильтрация нефти ( $\eta_o = 1,7$  мПа·с) до остаточного воднасыщения  $S_w$  и закачки нефтяного раствора бариевой соли динонилнафталинсульфоната (BDNS) различной концентрации для создания задаваемой степени гидрофобности коллекторской поверхности. На поверхности кварцевого стекла, обработанного чистой нефтью, значения  $\theta = 47^\circ$  для капли воды, 0,1 %-ным раствором BDNS –  $90^\circ$ , 1%-ным –  $138^\circ$  и 4 %-ным –  $180^\circ$ . Величины  $\sigma_{12} = 35$  мН/м на границе «нефть – вода» и  $\sigma_{12} = 2-2,5$  мН/м – «раствор BDNS – вода». Фильтрацией нефти после гидрофобизирующего раствора устанавливалась ее эффективная проницаемость  $k_o$ , а прокачкой 50 поровых объемов (ПО) раствора NaCl –  $k_w$ . Промежуточные тесты включали измерение  $k_o$  и  $k_w$  при задаваемой водонасыщенности.

Экспериментальные данные с учетом проницаемости кернов для газа  $k_g = 0,571$  мкм<sup>2</sup> и  $S_w = 20\%$  представлены в табл. 1.

Поместим также графические точки по ОФП нефти и воды в гидрофильном и гидрофобном кернах для их различного водосодержания (табл. 2).

Их анализ позволяет отметить «губительность» гидрофобного состояния коллекторской поверхности для ОФП нефти, особенно при водонасыщенности  $S_w \geq 40\%$  ПО.

Таблица 1

Экспериментальные данные с учетом проницаемости кернов

Параметр	Значение				
	0	47	90	138	180
$\theta$ , град.					
$k_{\text{пр}}$ , мкм <sup>2</sup>	0,561	0,472	0,459	0,380	0,357

Таблица 2

Полученные данные в гидрофильном и гидрофобном кернах для различного водосодержания

Параметр	Значение							
	30		40		50		80	
$S_w$ , %								
$\theta$ , град.	47	180	47	180	47	180	180	180
$k_{\text{с}}$	0,8	0,3	0,4	0,1	0,35	0,02		0
$k_{\text{н}}$	0	0,03	0	0,1	0,02	0,18		0,8

Таблица 3

Результаты гидрофобизации ПЗП нефтяными растворами диаминдиолеата по разведочным скважинам месторождений Западной Сибири

Параметр	Месторождение, скважина			
	Мегионское, 122	Усть-Балыкское, 708	Трехозерное, 22	Мортюмья-Тетеревское 272 734
Удельный расход раствора, м <sup>3</sup> /м	0,75	0,12	1,7	1,0 0,75
Концентрация ДДО, %	1,0	0,6	0,5	1,0 2,0
Дебит нефти, т/сут:				
до ОПЗ	48	167	30	43 65
после ОПЗ	41	165	30	43 618
Обводненность нефти, %				
до ОПЗ	8,4	15	28	22 7,2
после ОПЗ	6,3	2,6	7,2	6,8 4,8
Продолжительность эффекта, сут	6	4	72	16 60

Снижение степени водонасыщенности ПЗП может решаться в рамках нескольких технологических подходов:

- удалением водной фазы, что наиболее приемлемо на этапах ввода скважин в эксплуатацию и подхода к ним закачиваемой для ППД воды;
- углеводородонасыщением ПЗП на этих же стадиях;
- раскольматацией ПЗП с приданием преимущественно гидрофильного характера смачиваемости коллекторской поверхности для опережающего притока нефти по сети макрораскрытых фильтрационных каналов;
- проведением водоограничительных работ материалами селективного действия на всех стадиях разработки;
- форсированным отбором жидкости (ФОЖ) с аналитическим решением ряда смежных вопросов состояния ПЗП, пласта и разработки месторождений с учетом общей обводненности, газового фактора, устойчивости коллекторов и других.

Г.В. Рудаков и Ю.С. Сидоров в 1969 г. [45] писали: «При эксплуатации скважин в результате поступление естественных притоков по пласту или подошвенной воды происходит постепенное снижение гидрофобности ПЗП. Это ведет к уменьшению дебитов нефти и росту ее обводненности. Для предупреждения быстрого прорыва вод и удлинения срока безводной добычи необходима профилактическая гидрофобизация ПЗП. В случае начала прогрессирующего обводнения скважин, для восстановления первоначальной нефтепроницаемости гидрофобизация является желательной». В качестве эффективного гидрофобизирующего агента авторы предлагали закачку в ПЗП асфальтеносмолосодержащей нефти с целью предотвращения капиллярного проникновения воды, что далеко от истины. Но в подсознании неискушенных для того времени специалистов закреплялась мысль о позитивности гидрофобизации ПЗП именно как «водоотталкивающего» средства на любом этапе эксплуатации скважин.

Одни из первых целенаправленных ОПЗ с целью гидрофобизации коллекторской поверхности полимиктовых пород нефтяными растворами маслорастворимого катионного ПАВ (КПАВ)

диаминдиолеата (ДДО) на ряде западносибирских месторождений были проведены в середине 1960-х гг. под руководством В.А. Сидоровского [46] с результатами, приведенными в табл. 3. Их анализ, даже с учетом низкого водосодержания, свидетельствует о непродолжительности эффекта с тенденцией его увеличения при росте удельного расхода нефтяного раствора ДДО, что можно отнести на счет локального повышения ОФП нефти и раскольматации ПЗП при вызове притока. В своих рассуждениях автор отталкивался от возможности предотвращения интенсивности обводнения скважин фильтратом промывочных жидкостей, подошвенной водой и водой для ППД или даже ее предотвращения: «Гидрофобизация породы ПАВ в ПЗП ... препятствует проникновению воды в породу и способствует фильтрации нефти». Укореняется тезис. А как же тогда быть с разработкой месторождений с преимущественно гидрофобным типом смачиваемости коллекторов в режиме их заводнения? М.А. Ахметшин в 1968 г. [47] описал в своей кандидатской диссертации результаты экспериментов оценки эффективности гидрофобизации модельных пористых сред нефтяными растворами ДДО с соблюдением пластовых условий. В одном эксперименте производилось определение проницаемости для нефти, насыщение пластовой водой и вытеснение ее нефтью с повторной фиксацией ее проницаемости. В другом – в модель закачивали нефтяной раствор ДДО, вытесняли его нефтью, фильтровали пластовую воду и оценивали проницаемость для нефти. При анализе полученных данных автором было зарегистрировано резкое снижение проницаемости для нефти в гидрофобизированной ДДО пористой среде.

А.И. Вашуркин [48] первым, пожалуй, обратил внимание и расчетным путем показал нецелесообразность гидрофобизации ПЗП. По экспериментальным материалам из работы В.А. Сидоровского (см. табл. 3) эффект от «гидрофобизации» был полностью отнесен им на счет предварительного нефтенасыщения ПЗП со снижением ОФП для воды. Автор установил также несущественность влияния противоположно направленного гидродинамическому капиллярного давления даже после полной гидрофобизации

Таблица 4

Влияние гидрофобизации кернов Тевлино-Русскинского месторождения на ОФП нефти

$k_p, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$m, \%$	$S_w, \%$	Проницаемость по керосину, $10^{-3} \text{ мкм}^2$		$R_w, \%$
			исходная	после ДЭДХС	
50,0	18,7	38,2	20,0	13,6	68
23,6	18,9	44,5	14,0	5,3	38
23,1	17,1	38,1	14,4	4,6	32
13,0	18,6	48,0	6,5	1,7	26
12,6	16,9	50,1	9,8	1,7	17

коллекторской поверхности на последующий приток воды из пласта в скважину (капиллярные эффекты в ПЗП рассмотрены во второй части статьи).

С появлением на рынке нефтепромысловой химии кремнийорганических продуктов гелирующего действия в водных средах: этилсиликатов (ЭТС-16, ЭТС-40), метил- и этилсиликонатов (ГКЖ-11 и ГКЖ-10), смеси этиловых и бутиловых эфиров ортокремниевой кислоты (АКОР), а также отверждаемых под воздействием водной фазы маслорастворимых органохлорсиланов, тема гидрофобизации ПЗП «расцвела в новом обличье». Их начали позиционировать в качестве эффективных гидрофобизаторов коллекторской поверхности, что не противоречит механизму действия в виде нанопленки на твердой подложке. Но поскольку они гелируют или отверждаются во всем объеме, то такого эффекта можно добиться только их разбавленными растворами, что на практике не использовалось. Соотнести же эффект от ограничения водопритокков и гидрофобизации в пористой среде невозможно, хотя упор делался уже в ранних работах именно на гидрофобизирующем действии данных реагентов.

Так, в 1972–1973 гг. на низкообводненном ( $Q_w = 3–12 \%$ ) фонде скважин Ново-Троицкого месторождения Краснодарского края провели успешные ОПЗ путем закачки нефтяных растворов фенилтрихлорсилана с нефтяной буферной оторочкой и продавкой нефтью в объеме 2–3 объема НКГ [49]. Авторы этой работы утверждали: «При одинаковой физико-химической характеристике нефти скорость продвижения пластовой воды будет тем больше, чем гидрофильнее поверхность порового пространства, и, наоборот, тем меньше, чем больше эта поверхность обладает гидрофобными свойствами». Кто им читал курс разработки в вузе? И эти «новые» идеи продолжали укореняться.

Подобные работы проводились и А.Г. Ягафаровым и соавт. [50] на низкообводненном ( $Q_w = 4–10 \%$ ) фонде разведочных скважин Красноленинского района Западной Сибири путем закачки в ПЗП 1–1,5 м<sup>3</sup>/м 5–10%-ных растворов реагентов ЭТС-16 или ЭТС-40 + ГКЖ-10 в дизтопливе, которые именовали «гидрофобизатором» и достигаемый эффект также за счет гидрофобизации коллектора.

В этом отношении В.Н. Сергиенко и соавт. [51] провели специальные эксперименты на кернах пласта БС<sub>10</sub><sup>2-3</sup> Тевлино-Русскинского месторождения Западной Сибири с остаточной водой. После фильтрации 3–4 ПО 3%-ного керосинового раствора диэтилдихлорсилана (ДЭДХС) с выдержкой 12–20 ч для пленочного покрытия коллекторской поверхности определялась проницаемость для керосина в обратном направлении. Полученные данные представлены в табл. 4. Их анализ свидетельствует о резком снижении фазовой проницаемости керосина в гидрофобизированных кернах и соответственно низком коэффициенте восстановления их керосинопроницаемости пропорционально падению исходной газопроницаемости пористой среды  $k_g$ .

Эти результаты перекликаются с вышеприведенными данными американских исследователей, что должно было бы поставить точку в вопросах целесообразности работ по гидрофобизации ПЗП. Но этого не только

не произошло, но и привело к новым результатам. Например, в работе К.В. Киселева триметилтрихлорсилан «медленно превращается» в катионный ПАВ [52]. При сочетании в кислотном составе гидрофилизирующего ПНАВ и кремнийорганического гидрофобизатора, по мнению автора, «... наблюдается эффект синергии, поскольку обработки породы двумя различными компонентами... вызывают больший эффект, нежели каждым компонентом в отдельности». Правда «синергия» работает в коллекторах со значениями  $k_g > 0,06 \text{ мкм}^2$  (см. табл. 4). Что тут сказать, «пирог печет сапожник».

С. Адемахин и соавт. [53], проведя эксперимент на насыпной модели пласта с отверждаемым кремнийорганическим продуктом *Sidox*, в трех статьях идентичного содержания, чего только не приписывали его действию: «В процессе закачки гидрофобизирующей композиции происходит разрушение пленки рыхлосвязанной воды, оттеснение воды из призабойной зоны и тем самым ее осушение. Гидрофобизирующий реагент закрепляется на поверхности породы, препятствуя ее повторной гидратации. Водонасыщенность гидрофобизированных участков пласта резко падает, что увеличивает проницаемость для нефти и снижает ее для воды». Наконец-то, не будет у нас проблем с обводненностью скважин.

Сначала 2000-х гг. в связи с развитием нефтепромыслового сервиса в России произошла подмена науки на маркетинг, завуалированный на покрытые коммерческой тайной «инновации».

Так, в работе [54] по результатам ОПЗ 17 добывающих скважин ПАО «Татнефть» углеводородным раствором РМД гидрофобизирующего действия объемом 3–8 м<sup>3</sup>/м с продавкой нефтью и выдержкой 1 сут отмечалось более значительное увеличение дебитов по нефти на объектах с обводненностью продукции 83–92 %, чем с > 90 %, а также высокодебитных. Очевидна роль расколматации ПЗП и кратковременного повышения ОФП нефти, но вновьстораживает фраза из данной статьи: «Снижение производительности добывающих скважин во многом обусловлено также гидрофильным характером смачиваемости продуктивных нефтесодержащих коллекторов».

В более поздней работе А.Ш. Газизова и соавт. [55] уже с приданием ей гидрофобизирующей направленности предполагается отмыв АСПО данным составом, ускорение капиллярной пропитки нефти в пористую среду и ограничение фильтрации воды вследствие повышения ОФП нефти, что не противоречит общим представлениям. Но причем здесь гидрофобизация и чем достигается ускорение капиллярной пропитки, по сравнению с чем? А ведь А.Ш. Газизов и А.А. Газизов, соавторы книг по разработке месторождений, доктора наук.

Смелое заявление было сделано В.Г. Козиным и соавт. [56] по решению проблемы ограничения водопритокков и снижения обводненности продукции добывающих скважин. Авторы одним из путей ее решения считают «... применение гидрофобизаторов в различных технологиях на всех стадиях разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». В статье приводятся конечные данные стендовых и промысловых результатов

Влияние обработки пористой среды 1 ПО 0,5%-ного раствора «ТАТНО-2002» на значения  $k_w$  и  $k_o$

Номер этапа	Модель пласта	Снижение $k_w$	Увеличение $k_o$
1	Кварцевый песок	6,33	8,75
2	Начально водонасыщенный кварцевый песок	11,0	1,88
3	Начально нефтенасыщенный кварцевый песок	0,04	4,90
4	Остаточный нефтенасыщенный кварцевый песок	0,42	2,34

эффективности гидрофобизирующего углеводородного состава «ТАТНО-2002» без указания его состава, марки и расхода гидрофобизатора, а мелькает лишь фраза о рекомендуемой дозировке 0,5 % в углеводородной жидкости и вывод, что «разработанные композиционные составы гидрофобизаторов эффективно увеличивают ОФП нефти и снижают ее по воде».

Самостоятельно проанализируем стендовые эксперименты этих авторов [57] на насыпной модели из кварцевого песка. Начально водонасыщенный песок создавался фильтрацией 1 ПО воды, через него 1 ПО нефти, а затем 30 ПО пресной воды до остаточной нефтенасыщенности. Обработкой модели 1 ПО 0,5%-ного углеводородного раствора «ТАТНО-2002» на каждом из этих этапов имитировалась гидрофобизация пористой среды, хотя одновременно происходило ее углеводородонасыщение и производился расчет кратности снижения проницаемости по воде  $k_w$  и увеличения по нефти (табл. 5).

Из этих результатов нетрудно обнаружить, что для модели с остаточной водонасыщенностью № 3 гидрофобизация ~ в 25 раз ускорила фильтрацию воды, а с остаточной нефтенасыщенностью – в 2,5 раза, что нивелирует рост проницаемости по нефти.

Отдельную нишу в теме гидрофобизации ПЗП заняли углеводородные составы с мелкодисперсными наполнителями различной смачиваемости.

Сотрудниками АО «РИТЭК» под руководством В.И. Грайфера [58] предложена добавка гидрофобизирующего кремнийорганикой оксида кремния «Полисил-1» с размерами частиц 0,1–30 мкм (хотя их реальный размер 5–40 нм) и удельной площадью 100–300 м<sup>2</sup>/г для ОПЗ как добывающих, так и нагнетательных скважин в составе углеводородных растворителей из расчета 1–1,5 м<sup>3</sup>/м [59]. Успешность около 81 % ОПЗ низкодебитного фонда скважин НГДУ «Азнакаевнефть» Ромашкинского месторождения с обводненностью продукции от 0 до 96,7 % при увеличении дебитов по нефти в 2 раза и более как со снижением, так и ростом доли воды можно объяснить только избирательной коагуляцией водопроводящих каналов углеводородной суспензией «Полисил-1» и подключением в работу незадействованных нефтесодержащих пропластков с ростом ОФП нефти. Безуспешными оказались ОПЗ скважин с обводненностью более 97 %: из 10 ОПЗ успешной была только одна [60]. ОПЗ 32 нагнетательных объектов Повховского месторождения Западной Сибири композицией «Полисил-1» сопровождалась или ростом их приемистости в несколько раз, или ее отсутствием при идентичном давлении [61]. Интересно процитировать достигаемый эффект по нагнетательным объектам в интерпретации авторов: «При обработке породы “Полисилом” ее поровое пространство приобретает органотфильные свойства. Это снижает межфазное натяжение на границе нефть – порода – вода, в результате повышаются фазовые проницаемости для нефти и воды. Все эти факторы способствуют улучшению капиллярной пропитки и, в конечном итоге, увеличивают скорость фильтрации закачиваемой воды. Следовательно,

должна достигаться лучшая нефтеотдача при вытеснении нефти из гидрофильных пород водами с низкими значениями межфазного натяжения». Хорошо все собрано. Но как себе представляют авторы одновременное повышение ОФП нефти и воды, а улучшение капиллярной пропитки (какой жидкостью и в какую среду?) вовсе требует отдельного рассмотрения.

Вот с такими «инновациями» приходится иметь дело. В нагнетательных объектах увеличивают ОФП воды, а в добывающих – ОФП нефти.

Однако в более поздней работе [59] сообщается уже об увеличении ОФП воды примерно в два раза при обработке песчаного керна Verea углеводородной суспензией «Полисил-П1», что не противоречит общепризнанным фактам. И тут интересна еще одна цитата: «... фобизация глинистых частиц, присутствующих в коллекторе, снижает толщину гидратных оболочек, увеличивая тем самым эффективные размеры поровых каналов». А то, что они покрываются армированным «Полисилом» углеводородным слоем не принимается во внимание.

Со временем авторы создают модификацию суперфильного «Полисил-СФ» для ОПЗ добывающих скважин с целью снижения их обводненности, что ближе к истине. Предлагается обработка им проппанта для ГРП, а обработка же проппанта гидрофобным «Полисилом», наоборот, повышает ОФП воды. Наконец, теперь все логично.

Подобные работы на 15 добывающих скважинах месторождений Башкортостана были проведены с 1%-ной углеводородной суспензией мелкодисперсного гидрофобного полипропилена из расчета ≥ 0,50 м<sup>3</sup>/м и продавкой ≥ 0,9 м<sup>3</sup>/м нефти со снижением дебитов скважин по жидкости, обводненности и увеличением дебитов нефти [62].

**Заключение**

В данном случае можно сделать вывод о достижении положительного эффекта как вследствие повышения ОФП нефти с насыщением ПЗП углеводородной фазой, так и ограничения притока воды за счет коагуляции наиболее проницаемых водопроводящих каналов частицами полипропилена, о чем свидетельствует снижение дебитов по жидкости. С гидрофобизацией такие ОПЗ связывает лишь название статьи.

**Библиографический список**

1. Amott, E. Observations relating to the wettability of porous rock / E. Amott // Petroleum Transactions AIME. – 1959. – Vol. 216. – P. 156–162. DOI: 10.2118/1167-G
2. Бурцев, И.Б. Нефтеотдача пористой среды при вытеснении нефти водой / И.Б. Бурцев // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 3. – С. 51–54
3. Donaldson, E.C. Wettability determination and its effect on recovery efficiency / E.C. Donaldson, R.D. Thomas, P.B. Lorenz // SPE Journal. – 1969. – Vol. 9. no 1. – P. 13–20. DOI: 10.2118/2338-PA
4. Гудок, Н.С. Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 205 с.
5. Treiber, L.E. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs / L.E. Treiber, D.L. Archer, W.W. Owens // SPE Journal. – 1972. – Vol. 12, no 6. – P. 531–540. DOI: 10.2118/3526-PA
6. Мархасин, И.А. Физико-химическая механика нефтяного пласта / И.А. Мархасин. – М.: Недра, 1977. – 214 с.
7. Тульбович, Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород Пермского Прикамья / Б.И. Тульбович. – Пермь, 1975. – 194 с.
8. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра. –1979. – 199 с.

9. О преобладающем гидрофобном характере коллекторов нефтяных залежей / К.Б. Аширов, Л.В. Цивинская, О.И. Федосова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 7. – С. 26–30.
10. Cuiec, L. Rock/crude oil interactions and wettability: an attempt to understand their interrelation / L. Cuiec // Paper SPE 13211. – 1984. – P. 1–13. DOI: 10.2118/13211-MS
11. Anderson, W.G. Wettability literature survey – part 1: rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability / W.G. Anderson // J. of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, № 11. – P. 1125–1144. DOI: 10.2118/13932-PA
12. Anderson, W.G. Wettability literature survey – part 6: the effects of wettability on water-flooding / W.G. Anderson // J. of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, № 12. – P. 1605–1622. DOI: 10.2118/16471-PA
13. Crocker, M.E. Wettability and adsorption characteristics of crude – oil asphaltene and polar fractions / M.E. Crocker, L.M. Marchin // J. of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40, no 4. – P. 470–474. DOI: 10.2118/14885-PA
14. Cuiec, L. Effect of drilling fluids on rock surface properties / L. Cuiec // SPE Formation Evaluation. – 1989. – Vol. 4, no 1. – P. 38–44. DOI: 10.2118/15707-PA
15. Morrow, N.R. Wettability and its effect on oil recovery / N.R. Morrow // J. of Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 42, no 12. – P. 1476–1484. DOI: 10.2118/21621-PA
16. Hirasaki, G.J. Wettability: fundamentals and surface forces / G.J. Hirasaki // SPE Formation Evaluation. – 1991. – June. – P. 217–226. DOI: 10.2118/17367-PA
17. Влияние гидрофобности пород на их петрофизические свойства / В.П. Митрофанов, Б.И. Тульбович, 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. 193–205.
18. Особенности петрофизических свойств гидрофобных пород / В.П. Митрофанов, Б.И. Тульбович, О.В. Кочкин, Г.П. Хижняк // Геология нефти и газа. – 1992. – № 7. – С. 25–28.
19. Gonzalez, G. Adsorption of asphaltenes and its effect on oil production / G. Gonzalez, A.M. Travalloni-Louvisse // SPE Production and Facilities. – 1993. – Vol. 8, no 2. – P. 91–96. DOI: 10.2118/21039-PA
20. McDougall, S.R. The impact of wettability on waterflooding: pore-scale simulation / S.R. McDougall // SPE Reservoir Engineering. – 1995. – Vol. 10, № 3. – P. 208–213. DOI: 10.2118/25271-PA
21. Нестеренко, Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 26–35.
22. Yan, J. Wettability changes induced by adsorption of asphaltenes / J. Yan, H. Plancher, N.R. Morrow // SPE Production and Facilities. – 1997. – Vol. 12, no 4. – P. 259–266. DOI: 10.2118/37232-PA
23. Митрофанов, В.П. Оценка свойств нефти и пород-коллекторов залежи карбонатного типа на поздней стадии разработки / В.П. Митрофанов, А.А. Злобин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 3. – С. 40–45. – EDN HZMXST.
24. Хижняк, Г.П. К вопросу определения смачиваемости пород-коллекторов / Г.П. Хижняк // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 8. – С. 44–47. – EDN HZMYTH.
25. Пат 2216723 РФ, МПК: 7G01N13/00 А, 7G01N13/02 В, Способ определения смачиваемости пористых материалов / Хижняк Г.П.; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «ПермНИПИнефть», патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2002114555/28; заявл. 03.06.2002; опубл. 20.11.2003, Бюл. № 32.
26. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти / М.Т. Абасов, Р.Ю. Алияров, Ю.М. Кондрюшин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 69–71. – EDN PAXFWJ.
27. Михайлов, Н.Н. Микроструктурная смачиваемость и ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов / Н.Н. Михайлов, Н.А. Семенова, Л.С. Сечина // Нефтегаз International. – 2009. – № 1. – С. 8–11. – EDN XUDFFB.
28. Злобин, А. А. Влияние анизотропии пород и смачиваемости поверхности на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения / А.А. Злобин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 34–37. – EDN KDRYWX.
29. Определение смачиваемости зерна месторождений Валя Гамбурцева различными методами / М.Р. Гайсин, А.Е. Фоломеев, А.К. Макатров [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 46–53. – EDN NUJRMN.
30. Восстановление смачиваемости образцов зерна при подготовке к фильтрационным исследованиям / Д.Н. Мезенцев, Е.В. Тушицин, Т.И. Ледовская [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 60–61. – EDN PIKZUL
31. Злобин, А.А. Влияние смачиваемости пород-коллекторов на коэффициент извлечения нефти / А.А. Злобин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 49–53. – EDN RCEGUZ.
32. Особенности смачиваемости доломитов преобразенского горизонта / Н.Н. Богданович, С.Ю. Рудаковская, М.Ю. Иванов, Е.А. Горботко // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 4. – С. 46–52.
33. Влияние переменной смачиваемости карбонатного пласта на распределение нефтенасыщенности / Р.Д. Каневская, Т.Г. Исакова, С.В. Коробкин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 22–27. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-10-22-27. – EDN ZPDXWB.
34. Лозин, Е.В. К вопросу о смачиваемости пород-коллекторов, содержащих углеводороды / Е.В. Лозин, А.М. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 53–55. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-3-53-55. – EDN ZCCFSP.
35. Смачиваемость и остаточная нефтенасыщенность пород-коллекторов в неоднородных терригенных пластах девонских отложений Ромашкинского месторождения / Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева, Е.Е. Барская [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 54–57. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-4-54-57. – EDN ZCTGJF.
36. Смачиваемость пород и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивных пластов месторождения Губкинского нефтегазоносного района / А.М. Маляренко, Ю.А. Котенев, В.А. Богдан [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9. – С. 62–69. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-9(333)-62-69. – EDN JHQNXP.
37. Михайлов, Н. Н. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем / Н.Н. Михайлов, К.А. Моторова, Л.С. Сечина. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – 360 с. – EDN BQMFXR.
38. Трефилова, Т.В. Характеристика показателя смачиваемости продуктивных пластов по объемному содержанию остаточной воды и зависимостям относительных фазовых проницаемостей / Т.В. Трефилова, С.Ю. Борхович, Т.А. Гулькина // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 2(231). – С. 21–23. – EDN YBBZLN.
39. Мангэн Н. Прогрессивные методы добычи нефти. Часть 2. Влияние эффектов на границе раздела фаз на нефтеотдачу: смачиваемость / Н. Мангэн // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – № 3. – С. 20–26.
40. Глуценко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5 т. / В.Н. Глуценко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния. – 650 с.
41. Глуценко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5 т. / В.Н. Глуценко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 2. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей. – 549 с.
42. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов / Г.А. Бабалян, И.И. Кравченко, И.Л. Мархасин, Г.В. Рудаков. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 283 с.
43. Бабалян, Г.А. К физико-химическим основам совместной фильтрации несмешивающихся между собой жидкостей / Г.А. Бабалян // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: тр. УФНИИ. – М.: 1963. – Вып. IX-X. – С. 145–154.
44. Owens, W.W. The effect of rock wettability on oil-water relative permeability relationships / W.W. Owens, D.L. Archer // J. of Petroleum Technology. – 1971. – Vol. 23, no 7. – P. 873–878. DOI: 10.2118/3034-PA
45. Рудаков, Г.В. О гидрофобизации призабойных зон в условиях Западной Сибири / Г.В. Рудаков, Ю.С. Сидоров // Вопросы нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: тр. Гипротомнефтегаз. – Тюмень: 1969. – Вып. 11. – С. 117–123.
46. Сидоровский, В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин / В.А. Сидоровский. – М.: Недра, 1978. – 256 с.
47. Ахметшин, М.А. Об искусственной гидрофобизации пород призабойной зоны добывающих скважин / М.А. Ахметшин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 72–76.
48. Вашуркин, А.И. О целесообразности гидрофобизации призабойных зон эксплуатационных скважин / А.И. Вашуркин // НТС. Нефть и газ в Тюмени. – 1971. № 10. – С. 38–41.
49. Жетлухин, Ю.Л. Использование эффекта гидрофобизации пород силинами для ограничения обводнения скважин / Ю.Л. Жетлухин, В.Б. Александров, И.И. Маслов // РНТС. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – № 4. – С. 3–5.
50. Ягафаров, А.К. Анализ эффективности способа гидрофобизации терригенных коллекторов / А.К. Ягафаров, А.П. Телков, В.Н. Дудкин // Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – № 8–9. – С. 18–20.
51. О целесообразности гидрофобизации призабойной зоны добывающих скважин // В.Н. Сергиенко, Н.А. Черепанова, Е.Ф. Кутырев, Г.В. Ложкин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 34–37.
52. Киселев, К.В. Воздействие на ПЗП кислотными составами на основе взаимных растворителей / К.В. Киселев // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: межвуз. сб науч. тр. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002. – С. 142–146.
53. Демахин, С.А. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта / С.А. Демахин, А.Г. Демахин, В.Б. Губанов // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. – № 6. – С. 25–28.
54. Результаты опытно-промышленного применения реагента многофункционального действия (РМД) для повышения производительности малодобитных добывающих скважин НГДУ Бавльнефть / Г.Г. Ганиев, Р.Г. Ханнанов, А.Ш. Газизов [и др.] // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – № 9. – С. 13–19.
55. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшения обводненности добываемой жидкости / А.Ш. Газизов, Р.Г. Ханнанов, А.А. Газизов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2005. С. 1–12.
56. Новые технологии и новые реагенты для снижения обводненности продукции добывающих скважин / В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Р.И. Габибуллин [и др.] // НТЖ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 12. – С. 32–34.
57. Исследование коллоидно-химических свойств и анализ результатов опытно-промышленных испытаний композиционного гидрофобизатора «ТАТНО-2002» / В.Г. Козин, И.Н. Дияров, Н.Ю. Башкирцева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 73–75.
58. Новые технологии АО РИТЕК повышают эффективность нефтедобывающего комплекса / В.И. Грайфер, А.В. Смирнов, В.В. Иванов, В.А. Котельников // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – № 9–10. – С. 7–10.

59. Эффективность инновационных технологий ЗАО «РИТЕК-Полисил» и ОАО «РИТЕК-Полисил» и перспективы их развития / В.И. Грайфер, А.С. Якимов, В.А. Котельников [и др.] // НТЖ. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭГ, 2001. – № 9. – С. 38–44.
60. Геолого-технические мероприятия по стимуляции притока нефти добывающим скважинам ОАО «Татнефть» и пути повышения их эффективности / Р.К. Ишкаев, М.М. Тазиев, А.И. Иванов, И.Б. Шнейдер // НТЖ. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭГ, 1999. - № 3. – С. 27-34.
61. Возможности повышения конечного нефтеизвлечения за счет обработок нагнетательных скважин материалом «Полисил» / В.И. Грайфер, А.И. Колесников, В.А. Котельников, И.Н. Шарбатова // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 5. – С. 44–46.
62. Технология и предварительные результаты обработки призабойной зоны высокообводненных скважин гидрофобизатором / В.Г. Уметбаев, Н.В. Прокшина, А.В. Шувалов [и др.] // Добыча, сбор и подготовка нефти в осложненных условиях эксплуатации месторождений: Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. – Уфа: 2001. – Вып. 106. – С. 79–87.

References

1. Amott E. Observations relating to the wettability of porous rock. *Petroleum Transactions AIME*, 1959, vol. 216, pp. 156-162. DOI: 10.2118/1167-G

2. Burtsev I.B. Nefteotdacha poristoi sredy pri vytesnenii nefi vodi [Oil recovery from porous media by displacing oil with water]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1961, no. 3, pp. 51-54

3. Donaldson E.C., Thomas R.D., Lorenz P.B. Wettability determination and its effect on recovery efficiency. *SPE Journal*, 1969, vol. 9, no 1, pp. 13-20. DOI: 10.2118/2338-PA

4. Gudok N.S. Izuchenie fizicheskikh svoystv poristykh sred [Study of physical properties of porous media]. Moscow: Nedra, 1970, 205 p.

5. Treiber L.E., Archer D.L., Owens W.A. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs. *SPE Journal*, 1972, vol. 12, no 6, pp. 531-540. DOI: 10.2118/3526-PA

6. Markhasin I.A. Fiziko-khimicheskaia mekhanika nefianogo plasta [Physicochemical mechanics of oil reservoir]. Moscow: Nedra, 1977, 214 p.

7. Tul'bovich B.I. Kollektorskie svoystva i khimiia poverkhnosti produktivnykh porod Permskogo Prikam'ia [Reservoir properties and surface chemistry of productive rocks of the Perm Kama region]. Perm', 1975, 194 p.

8. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefi i gaza [Methods for studying oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979, 199 p.

9. Ashirov K.B., Tsvinskaiia L.V., Fedosova O.I. et al. O preobladaiushchem gidrofobnom kharaktere kollektorov nefianykh zalezhei [On the predominant hydrophobic nature of oil reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1982, no. 7, pp. 26-30.

10. Cuiec L. Rock/crude oil interactions and wettability: an attempt to understand their interrelation. *Paper SPE 13211*, 1984, pp. 1-13. DOI: 10.2118/13211-MS

11. Anderson W.G. Wettability literature survey - part 1: rock/ oil/ brine interactions and the effects of core handling on wettability. *J. of Petroleum Technology*, 1986, vol. 38, no. 11, pp. 1125-1144. DOI: 10.2118/13932-PA

12. Anderson W.G. Wettability literature survey - part 6: the effects of wettability on water-flooding. *J. of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, no. 12, pp. 1605-1622. DOI: 10.2118/16471-PA

13. Crocker M.E., Marchin L.M. Wettability and adsorption characteristics of crude - oil asphaltene and polar fractions. *J. of Petroleum Technology*, 1988, vol. 40, no. 4, pp. 470-474. DOI: 10.2118/14885-PA

14. Cuiec L. Effect of drilling fluids on rock surface properties. *SPE Formation Evaluation*, 1989, vol. 4, no. 1, pp. 38-44. DOI: 10.2118/15707-PA

15. Morrow N.R. Wettability and its effect on oil recovery. *J. of Petroleum Technology*, 1990, vol. 42, no. 12, pp. 1476-1484. DOI: 10.2118/21621-PA

16. Hirasaki G.J. Wettability: fundamentals and surface forces. *SPE Formation Evaluation*, 1991, June, pp. 217-226. DOI: 10.2118/17367-PA

17. Mitrofanov V.P., Tul'bovich B.I., Kochkin O.V., Khizhniak G.P. Vliianie gidrofobnosti porod na ikh petrofizicheskie svoystva [The influence of rock hydrophobicity on their petrophysical properties]. *Problemy povysheniia effektivnosti razrabotki, podscheta zapasov i izvlecheniia uglevodorodov v Permskom Prikam'e. Sbornik nauchnykh trudov*. Perm': PermNIPIneft', 1991, pp. 193-205.

18. Mitrofanov V.P., Tul'bovich B.I., Kochkin O.V., Khizhniak G.P. Osobennosti petrofizicheskikh svoystv gidrofobnykh porod [Features of petrophysical properties of hydrophobic rocks]. *Geologiya nefi i gaza*, 1992, no. 7, pp. 25-28.

19. Gonzalez G., Travalloni-Louvisse A.M. Adsorption of asphaltenes and its effect on oil production. *SPE Production and Facilities*, 1993, vol. 8, no. 2, pp. 91-96. DOI: 10.2118/21039-PA

20. McDougail S.R. The impact of wettability on waterflooding: pore-scale simulation. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, vol. 10, no. 3, pp. 208-213. DOI: 10.2118/25271-PA

21. Nesterenko N.Iu. Smachivaemost' porod-kollektorov plastovymi fluidami [Wettability of reservoir rocks by formation fluids]. *Geologiya nefi i gaza*, 1995, no. 5, pp. 26-35.

22. Yan J., Plancher H., Morrow N.R. Wettability changes induced by adsorption of asphaltenes. *SPE Production and Facilities*, 1997, vol. 12, no. 4, pp. 259-266. DOI: 10.2118/37232-PA

23. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. Otsenka svoystv nefi i porod-kollektorov zalezhi karbonatnogo tipa na pozdnei stadii razrabotki [Evaluation of oil and reservoir rock properties of a carbonate deposit at a late stage of development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 3, pp. 40-45. EDN HZMXST.

24. Khizhniak G.P. K voprosu opredeleniia smachivaemosti porod-kollektorov [On the issue of determining the wettability of reservoir rocks]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 8, pp. 44-47. EDN HZMYTH.

25. Khizhniak G.P. Sposob opredeleniia smachivaemosti poristykh materialov [Method for determining the wettability of porous materials]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2216723 (2003).

26. Abasov M.T., Aliiarov R.Iu., Kondrushkin Iu.M. et al. Smachivaemost' porod-kollektorov v protsesse razrabotki zalezhei nefi [Wettability of reservoir rocks during oil field development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2004, no. 8, pp. 69-71. EDN PAXFWJ.

27. Mikhailov N.N., Semenova N.A., Sechina L.S. Mikrostrukturalnaia smachivaemost' i ee vliianie na fil'tratsionno-emkostnye svoystva produktivnykh plastov [Microstructural wettability and its influence on the filtration-capacitive properties of productive formations]. *Neftgaz International*, 2009, no. 1, pp. 8-11. EDN XUDFFB.

28. Zlobin A.A. Vliianie anizotropii porod i smachivaemosti poverkhnosti na ostatochniui nefenasysyshchennost' i koeffitsient vytesneniia [Surface wettability and rocks anisotropy effect on the residual oil saturation and displacement efficiency]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 4, pp. 34-37. EDN KDXYWX.

29. Gaisin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A.K. et al. Opredelenie smachivaemosti kerna mestorozhdenii Vala Gamburtseva razlichnymi metodami [The measurement of Val Gamburtseva oil field core's wettability by different methods]. *Territoria Neftgaz*, 2011, no. 4, pp. 46-53. EDN NUJRMN.

30. Mezentsev D.N., Tupitsin E.V., Ledovskaia T.I. et al. Vosstanovlenie smachivaemosti obraztsov kerna pri podgotovke k fil'tratsionnym issledovaniim [Recovery of wettability of core samples in preparation to penetration tests]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 60-61. EDN PIKZUL.

31. Zlobin, A.A. Vliianie smachivaemosti porod-kollektorov na koeffitsient izvlecheniia nefi [Impact of rock-collectors wettability on oil recovery factor]. *Neftpromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 49-53. EDN RCEGUZ.

32. Bogdanovich N.N., Rudakovskaia S.Iu., Ivanov M.Iu., Gorbokho E.A. Osobennosti smachivaemosti dolomitov preobrazhenskogo gorizonta [Peculiarities of wettability of dolomites of the Preobrazhensky horizon]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2014, no. 4, pp. 46-52.

33. Kanevskaiia R.D., Isakova T.G., Korobkin S.V. et al. Vliianie peremennoi smachivaemosti karbonatnogo plasta na raspredelenie nefenasysyshchennosti [Impact of the variable wettability of the complex carbonate reservoir on oil saturation distribution]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 10, pp. 22-27. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-22-27. EDN ZPDXWB.

34. Lozin E.V., Kuznetsov A.M. K voprosu o smachivaemosti porod-kollektorov, sodержashchikh uglevodorody [To the wettability of reservoir rocks containing hydrocarbon]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 3, pp. 53-55. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-3-53-55. EDN ZCCFSP.

35. Iusupova T.N., Ganeeva Iu.M., Barskaia E.E. et al. Smachivaemost' i ostatochnaia nefenasysyshchennost' porod-kollektorov v neodnorodnykh terrigennykh plastakh devonskikh otlozhenii Romashkinskogo mestorozhdeniia [Reservoir rocks' wettability and residual oil saturation in heterogeneous clastic Devonian layers of Romashkinskoye oil field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 4, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-54-57. EDN ZCTGJF.

36. Maliarenko A.M., Kotenev Iu.A., Bogdan V.A. et al. Smachivaemost' porod i fil'tratsionno-emkostnye svoystva kollektorov produktivnykh plastov mestorozhdeniia Gubkinskogo neftegazonogo raiona [The wettability of rocks and filtration capacitive properties of collectors of the productive layer of the deposit of Jubin oil and gas region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 9, pp. 62-69. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-9(333)-62-69. EDN JHQNXP.

37. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Smachivaemost' neftegazovykh plastovykh sistem [Wettability of oil and gas reservoir systems]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefi i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2019, 360 p. EDN BQMFXR.

38. Trefilova T.V., Borkhovich S.Iu., Gun'kina T.A. Kharakteristika pokazatelya smachivaemosti produktivnykh plastov po ob'emnomu sodержaniui ostatochnoi vody i zavisimostiam otositel'nykh fazovykh pronitsaemosti [Characteristics of productive reservoir wettability index by volumetric content in residual water and by relative phase permeability dependencies]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2020, no. 2 (231), pp. 21-23. EDN YBBZNN.

39. Mangan N. Progressivnye metody dobychi nefi. Chast' 2. Vliianie effektivov na granitse razdela faz na nefteotdachu: smachivaemost' [Advanced Oil Recovery. Part 2. Influence of Interface Effects on Oil Recovery: Wettability]. *Neft', gaz i neftekhimiia za rubezhom*, 1981, no. 3, pp. 20-26.

40. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftpromyslovaia khimiia [Oilfield chemistry: in 5 volumes. Volume 3. Bottomhole formation zone and technogenic factors of its condition]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, vol. 3. Prizaboinaia zona plasta i tekhnogennye faktory ee sostoiianiia, 650 p.

41. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftpromyslovaia khimiia [Oilfield chemistry: in 5 volumes. Volume 2. Volumetric and surface-active properties of liquids]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, vol. 2. Ob'emnye i poverkhnostno-aktivnye svoystva zhidkostei, 549 p.

42. Babalian G.A., Kravchenko I.I., Markhasin I.L., Rudakov G.V. Fiziko-khimicheskie osnovy primeneniia poverkhnostno-aktivnykh veshchestv pri razrabotke nefianykh plastov [Physicochemical principles of using surfactants in the development of oil reservoirs]. Moscow: Gostoptekhzdat, 1962, 283 p.

43. Babalian G.A. K fiziko-khimicheskim osnovam sovmennoi fil'tratsii nesmeshivaiushchikhsia mezhdu soboi zhidkostei [On the physicochemical principles of joint filtration of immiscible liquids]. *Geologiya, razrabotka i eksploatatsiia nefianykh i gazovykh mestorozhdenii. Trudy UFNII*. Moscow, 1963, iss. IX-X, pp. 145-154.

44. Owens W.W., Archer D.L. The effect of rock wettability on oil-water relative permeability relationships. *J. of Petroleum Technology*, 1971, vol. 23, no. 7, pp. 873-878. DOI: 10.2118/3034-PA

45. Rudakov G.V., Sidorov Iu.S. O gidrofobizatsii prizaboynykh zon v usloviakh Zapadnoi Sibiri [On hydrophobization of bottomhole zones in the conditions of Western Siberia]. *Voprosy neftepromyslovoi geologii i razrabotki neftiannykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri. Trudy Giprotiumennefegaz*. Tiumen', 1969, iss. 11, pp. 117-123.
46. Sidorovskii V.A. Vskrytie plastov i povyshenie produktivnosti skvazhin [Opening up reservoirs and increasing well productivity]. Moscow: Nedra, 1978, 256 p.
47. Akhmetshin M.A. Ob iskusstvennoi gidrofobizatsii porod prizaboinoi zony dobyvaiushchikh skvazhin [On artificial hydrophobization of rocks of bottomhole zone of oil wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 1, pp. 72-76.
48. Vashurkin A.I. O netselesoobraznosti gidrofobizatsii prizaboynykh zon ekspluatatsionnykh skvazhin [On the inexpediency of hydrophobization of bottomhole zones of production wells]. *NTS. Neft' i gaz v Tiumeni*, 1971, no. 10, pp. 38-41.
49. Zhetlukhin Iu.L., Aleksandrov V.B., Maslov I.I. Ispol'zovanie efekta gidrofobizatsii porod silanami dlia ogranicheniia obvodneniia skvazhin [Using the effect of hydrophobization of rocks with silanes to limit waterlogging of wells]. *RNTS. Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 1975, no. 4, pp. 3-5.
50. Iagafarov A.K., Telkov A.P., Dudkin V.N. Analiz effektivnosti sposoba gidrofobizatsii terrigenykh kollektorov [Analysis of the efficiency of the method of hydrophobization of terrigenous reservoirs]. *Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOEG, 1997, no. 8-9, pp. 18-20.
51. Sergienko V.N., Cherepanova N.A., Kutryev E.F., Lozhkin G.V. O netselesoobraznosti gidrofobizatsii prizaboinoi zony dobyvaiushchikh skvazhin [On the inexpediency of hydrophobization of the bottomhole zone of production wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 11, pp. 34-37.
52. Kiselev K.V. Vozdeistvie na PZP kislotnymi sostavami na osnove vzaimnykh rastvoritelei [Impact on the BFZ with acidic compositions based on mutual solvents]. *Razrabotka i ekspluatatsiia neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri. Mezhvuzovskii sbornik nauchnykh trudov*. Tiumen': Vektor Buk, 2002, pp. 142-146.
53. Demakhin S.A., Demakhin A.G., Gubanov V.B. Izuchenie vliianiia gidrofobizatsionnykh sostavov na vodonasyshchennost' i pronitsaemost' prizaboinoi zony neftiannogo plasta [Study of the influence of hydrophobic compositions on water saturation and permeability of the bottomhole zone of an oil formation]. *NTZh. Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2009, no. 6, pp. 25-28.
54. Ganiev G.G., Khannanov R.G., Gazizov A.Sh. et al. Rezul'taty opytno-promyshlennogo primeneniia reagenta mnogofunktional'nogo deistviia (RMD) dlia povysheniia proizvoditel'nosti malodebitnykh dobyvaiushchikh skvazhin NGDU Bavl'yneft' [Results of pilot industrial application of a multifunctional reagent (MR) to increase the productivity of low-flow production wells of NGDU Bavl'yneft']. *NTZh. Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOEG, 2001, no. 9, pp. 13-19.
55. Gazizov A.Sh., Khannanov R.G., Gazizov A.A. et al. Gidrofobizatsiia porod PZP kak metod uvelicheniia debitov skvazhin i umen'sheniia obvodnenosti dobyvaemoi zhidkosti. [Hydrophobization of BFZ rocks as a method of increasing well flow rates and reducing water cut in produced fluid]. *Neftegazovoe delo*, 2005, pp. 1-12.
56. Kozin V.G., Bashkirtseva N.Iu., Gabidullin R.I. et al. Novye tekhnologii i novye reagenty dlia snizheniia obvodnenosti produktii dobyvaiushchikh skvazhin [New technologies and new reagents for reducing water cut in production wells]. *NTZh. Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2003, no. 12, pp. 32-34.
57. Kozin V.G., Diarov I.N., Bashkirtseva N.Iu. et al. Issledovanie kolloidno-khimicheskikh svoystv i analiz rezul'tatov opytno-promyshlennykh ispytaniy kompozitsionnogo gidrofobizatora "TATNO-2002" [Study of colloidal-chemical properties and analysis of results of pilot industrial tests of composite water repellent "TATNO-2002"]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2004, no. 11, pp. 73-75.
58. Graifer V.I., Smirnov A.V., Ivanov V.V., Kotelnikov V.A. Novye tekhnologii AO RITEK povyshaiut effektivnost' nefte dobyvaiushchego kompleksa [New technologies of JSC RITEK increase the efficiency of the oil production complex]. *NTZh. Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOEG, 1998, no. 9-10, pp. 7-10.
59. Graifer V.I., Iakimov A.S., Kotelnikov V.A. et al. Effektivnost' innovatsionnykh tekhnologii ZAO "RITEK-Polysil" i OAO "RITEK-Polysil" i perspektivy ikh razvitiia [Efficiency of innovative technologies of RITEK-Polysil CJSC and RITEK-Polysil OJSC and their development prospects]. *NTZh. Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOEG, 2001, no. 9, pp. 38-44.
60. Ishkaev R.K., Taziev M.M., Ivanov A.I., Shneider I.B. Geologo-tekhnicheskie meropriiatiia po stimulatsii pritoka nefi dobyvaiushchim skvazhinam OAO "Tatneft" i puti povysheniia ikh effektivnosti [Geological and technical measures to stimulate oil flow to production wells of JSC Tatneft and ways to improve their efficiency]. *NTZh. Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOEG, 1999, no. 3, pp. 27-34.
61. Graifer V.I., Kolesnikov A.I., Kotelnikov V.A., Sharbatova I.N. Vozmozhnosti povysheniia konechnogo nefteizvlecheniia za schet obrabotok nagnetatel'nykh skvazhin materialom "Polysil" [Possibilities of increasing final oil recovery by treating injection wells with the material "Polysil"]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 5, pp. 44-46.
62. Umetbaev V.G., Prokshina N.V., Shuvalov A.V. et al. Tekhnologiya i predvaritel'nye rezul'taty obrabotki prizaboinoi zony vysokoobodnennykh skvazhin gidrofobizatorom [Technology and preliminary results of treatment of the bottomhole zone of highly liming wells with a hydrophobizer]. *Dobycha, sbor i podgotovka nefi v oslozhnennykh usloviakh ekspluatatsii mestorozhdenii, Sbornik nauchnykh trudov BashNIPineft'*. Ufa: 2001, iss. 106, pp. 79-87.

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.