ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №1 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.7:661.185:541.18
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Гидрофилизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта

В.Н. Глущенко[1], Г.П. Хижняк[2], М.С. Турбаков[2], Д.В. Кобяков[2]

[1]Независимый автор (Российская Федерация, 308001, г. Белгород, Народный бульвар, 36А, кв. 11)
[2]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

Hydrophilization of the Reservoir Surface in the Processes of Impact on the Bottomhole Formation Zone

Viktor N. Glushchenko[1], Grigoriy P. Khizhnyak[2], Mikhail S. Turbakov[2], Dmitriy V. Kobyakov[2]

[1]Independent author (36A Narodny Boul., Belgorod, 308001, Russian Federation)
[2]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.06.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 24.02.2025

Ключевые слова:
призабойная зона пласта, коллекторы нефти и газа, технологические жидкости, фильтрация, смачиваемость, поверхностно-активные вещества, полярные неэлектролиты, адсорбция, адгезия, гидрофобизация, гидрофилизация, капиллярное давление, водонефтяные эмульсии.

Доказательная база сторонников необходимости гидрофобизации коллекторской поверхности в призабойной зоне пласта при воздействии на нее водных технологических жидкостей базируется на ошибочных представлениях об улучшении при этом фильтрации нефти по сравнению с водой. Критический анализ литературных источников информации по теме гидрофобизации призабойной зоны пласта свидетельствует о неверной предпосылке многих отечественных исследователей в трактовке основных положений механизма ее действия в реальном коллекторском пространстве на течение пластовых флюидов под влиянием гидравлического давления. Достигаемая в промысловых условиях эффективность от присутствия, в частности, катионных поверхностно-активных веществ объясняется не переводом ее в гидрофобное состояние, а в лучшем случае частичной гидрофилизацией и рядом других сопряженных эффектов: углеводородонасыщением призабойной зоны пласта, комплексным действием кислотных составов и др. Более приемлемой и объяснимой является необходимость поддержания в призабойной зоне пласта гидрофильного состояния коллекторской поверхности, что обеспечивается неионными поверхностно-активными веществами и/или полярными неэлектролитами. Это подтверждается нефтепромысловой практикой и аналитическими расчетами реальной роли капиллярных сил. Недостижимость полной гидрофобизации разносмоченного коллекторского пространства по длине проникновения фильтрата с катионными поверхностно-активными веществами вглубь пласта от ствола скважины подтверждается как лабораторными экспериментами, так и расчетами по их адсорбции на полимиктовой породе. На основании изложенных в трех частях данной статьи материалов следует более осознанно подходить к выбору поверхностно-активных веществ для технологических жидкостей в методах воздействия на призабойную зону пласта с опорой на фундаментальные основы фильтрации пластовых флюидов, роли смачиваемости коллекторской поверхности, кольматационных процессов, их предупреждения и устранения.

Keywords:
bottomhole formation zone, oil and gas reservoirs, process fluids, filtration, wettability, surfactants, polar non-electrolytes, adsorption, adhesion, hydrophobization, hydrophilization, capillary pressure, water-oil emulsions.

The evidence base of supporters of the need for hydrophobization of the reservoir surface in the bottomhole formation zone when exposed to aqueous process fluids is based on erroneous ideas about the improvement of oil filtration in this case compared to water. A critical analysis of literary sources on the topic of hydrophobization of the bottomhole formation zone indicates an incorrect premise of many domestic researchers in the interpretation of the main provisions of the mechanism of its action in the real reservoir space on the flow of formation fluids under the influence of hydraulic pressure. The efficiency achieved in field conditions from the presence of, in particular, cationic surfactants is explained not by its conversion to a hydrophobic state, but, at best, by partial hydrophilization and a number of other associated effects: hydrocarbon saturation of the bottomhole formation zone, complex action of acidic compositions, etc. A more acceptable and explainable is the need to maintain a hydrophilic state of the reservoir surface in the bottomhole formation zone, which is ensured by non-ionic surfactants and/or polar non-electrolytes. This is confirmed by oil field practice and analytical calculations of the real role of capillary forces. The impossibility of achieving complete hydrophobization of a heterogeneously wetted reservoir space along the length of penetration of filtrate with cationic surfactants deep into the formation from the wellbore was confirmed by both laboratory experiments and calculations of their adsorption on polymictic rock. Based on the materials presented in the three parts of this article, it is necessary to more consciously approach the selection of surfactants for process fluids in the methods of influencing the bottomhole formation zone based on the fundamental principles of formation fluids filtration, the role of reservoir surface wettability, colmatation processes, their prevention and elimination.

© **Глущенко Виктор Николаевич** – кандидат технических наук (тел.: +007 (910) 220 86 63, e-mail: vng.51@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.
© **Турбаков Михаил Сергеевич** – кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий (e-mail: turbakov@mail.ru)
© **Кобяков Дмитрий Вадимович** – научный сотрудник лаборатории природных газовых гидратов (e-mail: kdv@gmail.com)

© **Viktor N. Glushchenko** – PhD in Engineering (tel.: +007 (910) 220 86 63, e-mail: vng.51@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.
© **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 (e-mail: turbakov@mail.ru)
© **Dmitriy V. Kobyakov** – Researcher at the Laboratory of Natural Gas Hydrates (e-mail: kdv@gmail.com)

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Гидрофилизация коллекторской поверхности в процессах воздействия на призабойную зону пласта / В.Н. Глущенко, Г.П. Хижняк, М.С. Турбаков, Д.В. Кобяков // Недропользование. – 2025. – Т.25, №1. – С. 36–46. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.5

Please cite this article in English as:
Glushchenko V.N., Khizhnyak G.P., Turbakov M.S., Kobyakov D.V. Hydrophilization of the reservoir surface in the processes of impact on the bottomhole formation zone. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.1, pp. 36-46. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.1.5

Введение

Рассматриваемый нами способ гидрофобизации коллекторской поверхности в различных вариантах [1, 2] по задумке авторов этих работ направлен на улучшение состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) для опережающего притока нефти в ствол добывающих скважин по сравнению с водной фазой. Однако его доказательная база основывалась на изолированной и преувеличенной роли капиллярного давления, а также возможности решения одними катионными поверхностно-активными веществами (КПАВ).

«Мы должны быть готовы пересмотреть любое из наших представлений. Этот принцип требует «мужества ума». Мы должны изменить представление, когда имеются веские причины, доказательства, вынуждающие его изменить. Этот принцип требует «честности ума». Мы не должны изменять представления произвольно, без достаточных оснований. Этот принцип требует «мудрой сдержанности» [3].

Многочисленные публикации по теме возможности ограниченного или негативного использования КПАВ и других агентов гидрофобизирующего действия в технологических процессах обработки призабойной зоны (ОПЗ) продуктивных пластов, цитировавшиеся в [2, 3], остались незамеченными. В статье [4] и монографии [5] В.Н. Глущенко в качестве альтернативы КПАВ рассматривал вопросы предпочтительности гидрофилизации ПЗП неионными ПАВ (НПАВ) и/или полярными неэлектролитами.

В соответствии с поставленной в [2] задачей рассмотрения смачиваемости с учетом общего состояния ПЗП, где аккумулируется множество техногенных процессов на всем протяжении эксплуатации скважин, исследуем их течение более детально.

На протяжении развития нефтегазодобывающей отрасли технологии «химического» воздействия на ПЗП решались преимущественно в трех направлениях:

– предупреждения протекания негативных процессов в ПЗП путем тщательного выбора состава технологических жидкостей (ТЖ);

– устранения последствий ухудшенного состояния ПЗП от предыдущих воздействий и проходящих при эксплуатации скважин;

– использования комплексных технологий ОПЗ, осуществляемых в одном цикле.

Сразу после экспериментального уяснения негативности гидрофобизации ПЗП КПАВ в 1992 г. [3] А.Т. Горбунов с сотрудниками, не умаляя все-таки роли их работы, обратились к применению комплексных технологий воздействия.

В этом плане, следуя первому направлению, выбор состава ТЖ и способа ее использования должен основываться на максимальном учете факторов вероятного отрицательного влияния на состояние ПЗП, их минимизации, а также одновременного возможного устранения уже наличествующих в ПЗП кольматирующих факторов для повышения коэффициента продуктивности скважин $K_{пр}$ по нефти со снижением обводненности продукции в соответствии с уравнением Дюпюи.

Для сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта эффективным является комбинированное глушение скважин [6–36]. Для модификации свойств ТЖ, в том числе жидкостей глушения (ЖГ) и кислотных составов (КС) на водной основе, наиболее широко применяют различные поверхностно-активные соединения, которые мы градуируем на две условные группы: по гидрофилизирующему действию, включающие этоксилированные неионные ПАВ (НПАВ) и полярные неэлектролиты (спирты, эфиры, кетоны), и гидрофобизирующему – в отношении поверхности песчаных и полимиктовых коллекторов: КПАВ.

Таблица 1

Значения угла смачивания Θ гидрофильной и гидрофобной поверхностей при различной концентрации ДДАБ в растворах КПАВ

Параметр	Значение						
ДДАБ, г/дм^3	0	$3\cdot10^{-5}$	$3\cdot10^{-3}$	0,3	0,6	1,5	3,0
Поверхность:	Θ, град. на поверхности:						
гидрофильная	0	47	85	91	82	57	0
гидрофобная	106	105	96	72	60	0	0

Таблица 2

Влияние концентрации НПАВ АФ$_9$-10 на угол смачивания Θ кварцевой поверхности

Параметр	Значение				
АФ$_9$-10, %	0	0,1	0,2	1,0	2,0
Среда:	Θ, град. в среде:				
масло	106	94	90	85	66
дизтопливо	86	–	56	40	16

Стендовые и промысловые испытания

Для выяснения условий максимального проявления присущих позитивных свойств каждой группы химических соединений в составе ТЖ последние следует разделить на ЖГ, КС, жидкости гидроразрыва пласта (ГРП), составы для доставки ингибиторов солеотложения (ИСО) в ПЗП или индивидуальной закачки в ПЗП с целью ее раскольматации.

Отметим сразу, что американские специалисты [37] не допускают использования КПАВ в водных жидкостях ГРП на терригенных коллекторах, где вследствие гидрофобизации поверхности трещин происходит миграция воды в наиболее мелкие поры, что снижает относительные фазовые проницаемости (ОФП) по нефти. Не рекомендуется и применение проппантов с гидрофобной поверхностью.

В газовых сланцевых формациях для водных жидкостей ГРП лучшим решением является ввод НПАВ с целью снижения поверхностного натяжения и гидрофилизации коллекторской поверхности для повышения ОФП по газу и предупреждения формирования водонефтяной эмульсии (ВНЭ) [38].

Альтернативой КПАВ являются этоксилированные НПАВ, которые широко и успешно используются в различных ТЖ на этапах вскрытия пластов, освоения и эксплуатации скважин [5, 39–42], что требует проведения сравнительной оценки их эффективности в составах водных ЖГ.

Так, смачиваемость кварцевой и реальной терригенной коллекторской поверхности не так однозначна и может иметь инверсирующий характер в зависимости от ее исходного состояния и концентрации ПАВ. В частности, для растворов КПАВ додециламмоний бромида (ДДАБ) регистрируются следующие значения Θ стеклянной гидрофильной и гидрофобизированной октадеканом (C_8H_{18}) поверхности в концентрационном диапазоне [39] (табл. 1).

Соответственно, для водных растворов НПАВ АФ$_9$-10 на кварцевой поверхности наблюдается устойчивое гидрофилизирующее действие как в среде более вязкого масла, так и дизтоплива (табл. 2).

Хотя на чисто гидрофильной поверхности они также могут проявлять слабый инверсирующий эффект без доведения ее до гидрофобного состояния (Θ < 90°).

При обработке кварцевой поверхности водными растворами НПАВ наносимые нефтяные капли практически ее не смачивают и скользят по такой

Таблица 3

Изменение смачиваемости кернов при фильтрации 0,1 %-ных водных растворов $АФ_9$-12

Параметр	Значение			
Количество кернов	$k_г$, мкм^2	m, %	M_0	M_1
Гидрофильные – 4	0,164	23,5	0,93	0,50
Гидрофобные – 5	0,172	31,2	0,09	0,23

Таблица 4

Влияние вида и концентрации ПАВ в водной ЖГ (ρ = 1170 кг/м^3) на значения коэффициента восстановления проницаемости кернов по нефти (в соответствии с данными [48])

Характеристика кернов				ПАВ в модели ЖГ		Коэффициент проницаемости по нефти $k_г$, мкм^2		β_0, %
$L_м$, см	$d_м$, см	m, %	$k_г$, мкм^2	Вид	Мас. %	До	После	
Песчаник пласта $Д_1$ Ромашкинского месторождения								
16,5	2,8	21,04	0,167	–	–	0,145	0,071	49
17,1	2,8	21,65	0,173	МЛ-81Б	1,0	0,143	0,119	83
16,7	2,8	20,74	0,158	Нефтенол ВВД	1,0	0,134	0,122	91
16,3	2,8	20,33	0,164	Нефтенол ВКС	1,0	0,138	0,128	93
16,5	2,8	22,05	0,155	Неонол $АФ_9$-12		0,116	0,091	79
Полимиктовый песчаник пласта $БС_{10}$ Усть-Балыкского месторождения								
16,4	2,8	22,05	0,129	–	–	0,056	0,015	27,1
16,7	2,8	20,91	0,140	Нефтенол ВВД	0,5	0,042	0,016	38,5
16,4	2,8	20,99	0,148	Нефтенол ВВД	2,0	0,037	0,005	11,9
16,8	2,9	19,83	0,135	Нефтенол К	2,0	0,036	0,026	71,5
16,8	2,9	19,69	0,131	ИВВ-1	2,0	0,038	0,014	35,9

Таблица 5

Коэффициенты восстановления проницаемости β для пласта $БС_{10}$ Усть-Балыкского месторождения для различных жидкостей глушения

Параметр	ЖГ	KCl	KCl + 1 % ИВВ-1	$CaCl_2$	$CaCl_2$ + 1 % ИВВ-1
Значение	β, %	0,57	0,53	0,21	0,46

подложке, что повышает ОФП по нефти по сравнению с водой в таких каналах.

В пластовых условиях будет происходить ряд сопряженных процессов, обусловленных гетерогенной смачиваемостью поверхности фильтрационных каналов, от линейного роста степени ее гидрофобности на гидрофильных участках, гистерезисного перехода до их гидрофилизации при высокой концентрации КПАВ и гидрофилизации гидрофобных поверхностей. Это вновь-таки придает пористой среде ту же мозаичную смачиваемость, но в искусственном виде.

По снижению межфазного натяжения на границе с нефтью водные и изоконцентрированные растворы НПАВ и КПАВ обладают сравнимым действием.

В работе [43] установлена более высокая, на 30–40 % по сравнению с водой, скорость самопроизвольной пропитки 0,35%-ных водных растворов этоксилированных спиртов и алкилсульфатов в промежуточно-смачиваемые и преимущественно гидрофобные керны с содержанием 30–40 % нефти и 60–70 % воды от порового объема при значениях k = 0,014–0,263 мкм^2 и m = 15–22 % в течение 30 сут.

За это время фильтрационная поверхность кернов изменила смачиваемость от гидрофобной до слабо гидрофобной на ~0,7 пунктов от –0,8÷–1,0 до 0÷–0,3 по шкале U.S.B.M (–1 – чисто гидрофобные, и +1 – чисто гидрофильные).

В присутствии нефти смачивающая способность воды может уменьшаться [44], а самой нефти – увеличиваться [45–47]. Позднее частичная гидрофилизация поверхности гидрофобных кернов и гидрофобизация гидрофильных была установлена Б.И. Тульбовичем [47].

При фильтрации через них 10 ПО 0,1%-ных водных растворов $АФ_9$-12 различной исходной смачиваемости M_0 (по методике автора или шкале Амотта) до получения значений M_1 в конце опыта – данные приведены в табл. 3.

Вследствие такого инверсирующего действия $АФ_9$-12 образцы приобрели промежуточный характер смачиваемости, который, по мнению ряда зарубежных специалистов, обладает наиболее высоким коэффициентом нефтеизвлечения.

При хорошей совместимости с высокоминерализированными растворами ЖГ НПАВ обладают низкой термостабильностью (<100 °С), которая повышается с увеличением степени их этоксилирования, подкислением среды, при дополнительном введении спиртов. Повышенной термоустойчивостью и межфазной активностью обладают триэтаноламиновая соль этоксилированного алкилсульфата $АФ_9$10–12 («Нефтенол ВВД») или этоксилированные КПАВ («Нефтенол К») [39].

Совсем не впечатляющими являются и результаты стендовых испытаний КПАВ в составе минерализованных ЖГ на значения коэффициента восстановления проницаемости кернов по нефти, что представлено в табл. 4 [48].

В экспериментах использовались экстрагированные керны с созданием в них остаточной водонасыщенности, затем фильтровалась модель нефти с определением фазовой проницаемости, в обратном направлении закачивался водный раствор ЖГ без ПАВ и ее концентрационно-видовым составом до 100%-ной обводненности на выходе из керна, а затем фильтровалась модель нефти в прямом направлении до стабилизации давления с фиксацией фазовой проницаемости и расчетом коэффициента восстановления проницаемости β.

По всей видимости, рекламируемые факты успешных промысловых результатов глушения скважин водными растворами КПАВ являются следствием гидрофилизирующей способности КПАВ в отношении гидрофобных поверхностей коллекторского пространства, снижении значений σ_{12}, деэмульгирующего эффекта на ВНЭ и других факторов, которые не проявляются в полной мере на кернах.

По аналогичной методике в работе [49] исследовалось влияние растворов KCl (ρ = 1180 кг/м^3) и $CaCl_2$ (ρ = 1260 кг/м^3) с добавкой 1 % КПАВ ИВВ-1 на полимиктовых кернах пласта $БС_{10}$ Усть-Балыкского месторождения на величину β по нефти (табл. 5).

Р.Ш. Салихов и Ю.В. Пахаруков [50] при имитации глушения скважин водой с добавкой 0,1 % НПАВ «Неонол БС-1» на образце керна алевритового песчаника исходной газопроницаемостью k_g = = 28,8·10^{-3} мкм^2 и водонасыщенностью S_w = 0,542 установили фазовую проницаемость образца по нефти k_0 = 8,03·10^{-3} мкм^2. После вытеснения нефти водой в обратном направлении проницаемость для нее составила k_w = 0,66·10^{-3} мкм^2.

В этом же направлении закачали ЖГ и довытеснили нефть водой с установлением значений k_w = 0,69·10^{-3} мкм^2 и S_w = 0,824. Затем в прямом направлении вытеснили воду с ЖГ нефтью и получили k_0 = 10,99·10^{-3} мкм^2. Таким образом, произошло увеличение фазовой проницаемости по нефти примерно на 37 %, а воды – примерно на 4 %.

Затруднительным является выбор термостабильных ПАВ в концентрированных растворах $CaCl_2$, $Ca(NO_3)_2$, $CaBr_2$ или их смесей, для которых значение β по нефти в исходном состоянии снижается пропорционально росту плотности ЖГ и снижению проницаемости коллекторов [51, 52]. Величина динамической вязкости таких составов достигает ~100 мПа·с [52]. В частности, для пластов абалакской свиты АС$_{10–12}$ Приобского месторождения В.Н. Гусаковым с соавт. [51] получены следующие величины β (табл. 6).

Подобная негативная закономерность характерна при оценке влияния водных ЖГ на низкопроницаемые юрские пласты и ачимовские отложения.

Странная ситуация складывается для научной общественности при рассмотрении в литературных статьях эффективности составов или реагентов под условными номерами, торговыми марками, а то и просто «гидрофобизатор» [49, 52–54]. Тем не менее изложим влияние наилучшего из выбранных пяти марок КПАВ – гидрофобизаторов (ГФ) без указания концентрации на значения β для модели нефти на полимиктовых кернах пласта $БС_7^0$ Соровского месторождения Западной Сибири [54]. Керны насыщались моделью пластовой воды до остаточного S_w = 40 % с определением их проницаемости для нефти k_1 в прямом направлении при 87 °С. Затем фильтровалось три ПО ЖГ с ГФ в обратном направлении с установлением фазовой проницаемости по ЖТ и вновь фиксировалось значение фазовой проницаемости по нефти k_2 в прямом направлении с установлением величины β = k_2/k_1. Полученные результаты представлены в табл. 7.

Даже для раствора NaCl с лучшим ГФ результат не впечатляет.

По результатам глушения более 100 обводненных скважин на Самотлорском месторождении растворами NaCl и KCl с добавками 1,5 % гидрофобизатора «Акватек-510Б» и 1,5 % ингибитора солеотложения «Акватек-510А» представителями НПО «Акватек» еще в 2013 г. сделан вывод: «Несмотря на то, что гидрофобизатор может успешно использоваться для профилактики водной блокады, как средство борьбы с ней реагент не особо эффективен» [53]. Лучшим решением автор признавал закачку индивидуально перед глушением скважин взаимных растворителей, например, «Акватек 400Е». К такому же выводу экспериментально пришли в работе [51].

В этой связи вкратце рассмотрим основные свойства полярных неэлектролитов. На рис. 1 показана концентрационная зависимость смачивания водными растворами спиртов парафиновой поверхности [39].

Значение краевого угла смачивания гидрофобной поверхности каплями водного раствора этанола представлены в табл. 8.

Таблица 6

Влияние плотности жидкости глушения на коэффициент восстановления проницаемости пластов абалакской свиты АС$_{10-12}$ Приобского месторождения

Параметр	ЖГ, кг/м^3	1160	1350	1420	1517	1605
Значение	β, %	27	18	16	9	8

Таблица 7

Коэффициенты восстановления проницаемости полимиктовых кернов пласта $БС_7^0$ Соровского месторождения

ЖГ	k·10^3, мкм^2			β, %
Раствор NaCl p = 1140 кг/м^3	нефть – 20,1	ЖГ – 2,1	нефть – 10,03	50,0
То же + ГФ № 1	нефть – 13,6	ЖГ – 0,74	нефть – 9,85	72,4

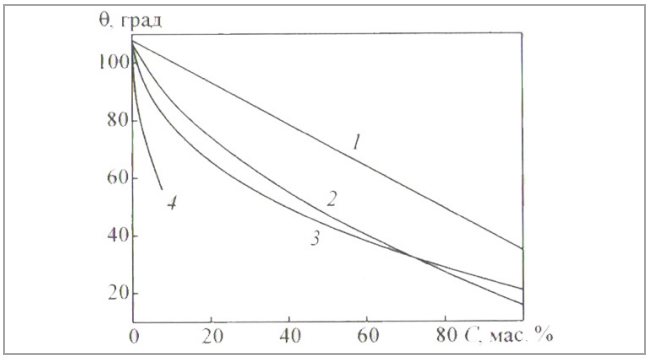


Рис. 1. Изменение смачиваемости парафиновой поверхности водными растворами спиртов при 25 °С: *1* – метанол; *2* – этанол; *3* – пропанол; *4* – бутанол

Таблица 8

Влияние концентрации C этанола в водном растворе на краевой угол смачивания Θ гидрофобной поверхности

Параметр	Значение					
C, г/дм^3	0	35	87	299	537	754
Θ, град.	108	101	95	77	66	44

Таблица 9

Значения C_w и $C_{инв}$ алифатических спиртов

Спирт	C_w, мас. %	$C_{инв}$, г/дм^3
Метанол	Неограниченно	159
Этанол	То же	127
Изопропанол	То же	50
Пропанол	То же	20
Изобутанол	9,0	14
Бутанол	7,9	8
Изопентанол	2,8	5
Гексанол	0,6	–

Начиная с бутанола, алифатические спирты ограниченно растворяются в воде C_w, что показано ниже, а также снижают свою концентрацию в воде, требующуюся для перевода гидрофобной поверхности в гидрофильную ($C_{инв}$) [41] (табл. 9).

По отношению к изменению смачиваемости гидрофильных поверхностей спирты практически индифферентны. К спиртам C_1–C_3, а также карбоновым кислотам C_1–C_3, ацетону, диоксану, низшим эфирам спиртов и гликолей (целлозольвам), способным растворяться в воде и углеводородах, применяют термин универсальные растворители (УР) или взаимные растворители (ВР). Однако при введении определенного количества воды в смесь углеводородов и спиртов происходит расслоение с обогащением углеводородной фазы спиртами в тем большей степени, чем выше их молекулярная масса. Если в пластовых условиях

Таблица 10

Значения межфазного натяжения на границе водного раствора изопропанола с толуолом и смеси широкой фракции углеводородов с изопропанолом на границе с моделью сеноманской воды

ИПС, мас. %	σ_{12}, мН/м	ШФУ + ИПС, об. %		σ_{12}, мН/м
7,8	19,2	100	0	37,0
14,4	12,1	80	20	10,2
26,3	5,8	60	40	1,4
53,9	1,9	50	50	0,14
71,6	0,9			
98,4	0,5			

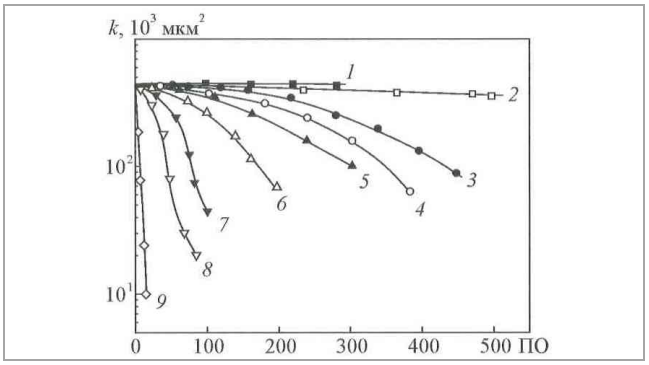


Рис. 2. Изменение проницаемости песчаника Cypress (k_g = 1 мкм², k_w = 0,45 мкм²) с объемом профильтрованной через него воды в зависимости от содержания в ней мелкодисперсных частиц: *1*, *2*, *3*, *4*, *5*, *6*, *7*, *8*, *9* – 2; 2,5; 14; 26; 50; 48; 94; 110; 485 г/т соответственно

процесс перехода спиртов в нефть не сопровождается новообразованием АСВ в отдельную фазу и выпадением их в осадок, то это позитивный момент придания нефти гидрофилизирующих и деэмульгирующих свойств. Ниже приведены значения межфазного натяжения σ_{12} на границе водного раствора изопропанола (ИПС) с толуолом и смеси широкой фракции углеводородов (ШФУ) плотностью 662 кг/м^3 с ИПС на границе с моделью сеноманской воды (табл. 10).

Учитывая низкую растворимость высших гомологов спиртов в воде при более высокой межфазной активности и гидрофилизирующей функции, их композициируют с низшими спиртами. Из патентной информации известны составы ИПС с октанолом в объемном соотношении 5:1, которые добавляют 30–70 об.% к 15%-ной HCl. По другому патенту эту композицию в соотношении 2:1 совмещают с НПАВ [41]. За рубежом и, реже, в России с целью предотвращения и разрушения ВНЭ, раскольматации ПЗП от мехпримесей используют ввод в КС этиленгликольмонобутилового эфира (ЭГМБЭ), который растворяется в воде и углеводородах с эффективным снижением межфазного натяжения. Кроме того, он не инициирует выпадение асфальтенов из состава нефти.

Твердофазная кольматация является наиболее серьезным фактором в снижении ФЕС продуктивных коллекторов, что показано на рис. 2 по данным R.N. Tuttle, J.H. Barkman [5]. Ее возникновение обязано привнесению в ПЗП мелкодисперсных частиц из состава ТЖ на этапах первичного, вторичного вскрытия продуктивных пластов, глушения скважин, кислотных и особенно глинокислотных ОПЗ. Вторым источником является суффозия частиц из состава коллекторов вследствие их разрушения водным потоком от объектов нагнетания с миграцией по пласту.

Относительно глушения скважин могут быть рекомендованы все способы предварительной очистки ЖГ, а также ввод незначительных количеств полимеров для флокуляции мелкодисперсных частиц уже в стволе скважин с осаждением их на забой [5]. Как правило, такие частицы сосредотачиваются в наиболее раскрытых каналах, трещинном пространстве, каналах кислотного растворения, где при контакте с нефтью гидрофобизируются и формируют адгезионно-активные агрегаты.

Работа адгезии частиц на твердой поверхности определяется соотношением Дюпре – Юнга [55]:

$$W_a \approx \sigma_{12}(1 - \cos\Theta), \text{ Н/м}. \quad (1)$$

Вопросы облегченного удаления из ПЗП нефтесмоченных мелкодисперсных примесей рассматривают с позиции свободной энергии их удельного контактного взаимодействия на м^2 согласно Б.В. Дерягину [56]:

$$\sigma_т \approx \sigma_c \Delta S(1{,}5Z\varphi/\pi r^2)^{3/2}, \text{ Н/м}, \quad (2)$$

которое в расчетах для гидрофобизированных частиц можно заменить на σ_{12}; где σ_c – межфазное натяжение на границе «частица – среда», Н/м; ΔS – площадь индивидуального контакта частиц, м^2; Z – координационное число упаковки частиц, достигающее шести при объемной доле частиц в жидкости φ = 0,52; r – радиус частиц, м.

В водной среде с растворенным ПАВ значения $\sigma_т$ подчиняются соотношению

$$\sigma_т = 2\sigma_c(1 - \cos\Theta), \text{ Н/м}. \quad (3)$$

При $\Theta = 20^\circ$, $\cos\Theta = 0{,}94$ для гидрофильных частиц в водной среде с ПАВ со значениями σ_c = 30 мН/м получим $\sigma_т \approx 0{,}0036$ Н/м, а для гидрофобного состояния частиц $\Theta = 100^\circ$, $\cos\Theta = -0{,}17$ в углеводородной среде σ_c = 30 мН/м имеем $\sigma_т \approx 0{,}070$, или в ~20 раз больше.

Например, сила индивидуального контакта глинистых частиц фр. 7,5 ± 1 мкм в водной среде дополнительно снижается при растворении в ней алифатических спиртов примерно в два раза для их следующих концентраций (г/дм^3): метанол ~16, этанол ~10, пропанол ~5 и бутанол ~4 [5].

Гидрофобизированные стеклянные шарики размером 1 мм и $\Theta = 100^o$ обладают величиной $\sigma_т \le 40\cdot10^{-3}$ Н/м на воздухе и в воде $\sigma_т \approx 80\cdot10^{-3}$ Н/м, но интенсивно коагулируют. В растворах спиртов величины $\sigma_т$ могут быть снижены в четыре раза и более – пропорционально их гидрофилизирующей способности и концентрации (см. рис. 1).

Сила же индивидуального контакта гидрофильных кварцевых частиц размером 5–10 мкм в водной среде составляет ~$1{,}2\cdot10^{-6}$ Н/контакт, а в среде 0,05 г/дм^3 раствора КПАВ цетилпиридиний бромида увеличивается до ~$5{,}4\cdot10^{-6}$ Н/контакт, то есть в 4,5 раза.

Все же лучшим решением для удаления гидрофобизированных АСПО или нефтью мехпримесей из коллекторского пространства является использование растворов спиртов или ЭГМБЭ в легких углеводородах, которые обеспечивают как смыв гидрофобной пленки, так и гидрофилизацию поверхности. По соотношению (1) это способствует и снижению адгезии частиц на коллекторской поверхности.

Можно также заключить, что наличие КПАВ в ТЖ с предположением их параллельного действия на удаление твердофазных кольматантов из ПЗП скажется негативно. В то же время факт гидрофобизирующего действия КПАВ на глинистые и другие частицы мехпримесей в составе ЖГ будет позитивным на их флокуляции и осаждении на забой во время нахождения ЖГ в стволе скважины.

Наличие спиртов в ГКС минимизирует формирование алюмосиликатных гелей в процессе ГКО и стабилизации глинистых минералов против их дезинтеграции [57]. Это подтверждается результатами

фильтрационных исследований по воздействию спиртосодержащих солянокислых и глинокислотных составов на терригенные коллекторы и промысловыми данными ОПЗ такими составами на месторождениях Западной Сибири [58].

Водонасыщение ПЗП из состава ТЖ, пожалуй, второй по значимости фактор в их отрицательном воздействии на $k_{пр}$ скважин. Его влияние распространяется на снижение ОФП по нефти, эмульсиеобразование с нефтью, солеотложение при смешивании с пластовыми водами и ряд других негативных процессов.

Как отмечалось в [3], роль при этом капиллярного давления с варьированием σ_{12} водных ТЖ распространяется на сеть микрораскрытых каналов и тупиковых нефтесодержащих пор, а также движение нефтяных и стабилизированных АСВ водных глобул, что рассмотрено далее. Превалирующий же поток ТЖ и водного фильтрата проникает в макрораскрытые нефтесодержащие каналы, являющиеся основными «артериями» для притока нефти. В этом случае функция вводимых в ЖГ ПАВ состоит больше в их гидрофилизирующей способности с целью облегченного удаления мехпримесей и «активизации» движения нефтяного потока по таким каналам. В работах [51, 52] на низкопроницаемых кернах ряда Западно-Сибирских месторождений установлено увеличение значений β_o по нефти после имитации их «глушения» высокоминерализованными водными ЖГ и повышение скорости фильтрации нефти. Это свидетельствует о некотором резерве в повышении ОФП по нефти на стадии освоения скважин путем регулирования депрессии.

Особенно «губительно» проникновение водной фазы в гидрофобные коллекторы с изначально низким водосодержанием. К ним относятся продуктивные пласты баженовской свиты и доманиковые отложения. Здесь достаточно одного глушения водными составами, чтобы проницаемость по нефти резко снизилась. Так, ниже помещены соответствующие экспериментальные результаты О.В. Bennion и соавт. [59] по фильтрации очищенной пластовой воды через нефтенасыщенные песчаные керны с низким исходным водосодержанием S_w^o с оценкой текущего водосодержания S_w, проницаемости по нефти в начале k_o, в конце опыта k'_o и его снижения (табл. 11).

В работе [60] стендовыми экспериментами на кернах песчаника Berea исследована эффективность технологии разблокировки ПЗП от водной блокады после имитации глушения или ГРП водными составами. Путем последовательной фильтрации 2%-ного раствора KCl и модели нефти в керн газопроницаемостью $k_g \approx 0{,}05$ мкм^2 при 60 °C создавались условия нефтенасыщения с остаточной водой. Затем в обратном направлении фильтровался 2%-ный раствор KCl с добавкой 1 % НПАВ или 1 % КПАВ, а после в прямом направлении – нефть для оценки β, который оказался в ~1,7 раза выше при использовании НПАВ. Практически полное восстановление фазовой проницаемости по нефти удалось достичь путем нагнетания в обратном направлении 1%-ного раствора НПАВ в метаноле.

Ряд зарубежных решений тоже предусматривают на стадии вызова притока после глушения или вызова притока осуществление многообъемной закачки в ПЗП УР, чаще в углеводородных составах, что детально освещено в работах [40, 41].

В работе [51] с целью снижения негативного влияния тяжелых ЖГ предложено предварительное размещение в ПЗП буферных оторочек метанола, ВР

Таблица 11

Экспериментальные результаты *O.B. Bennion* с соавт. [59] по фильтрации очищенной пластовой воды через нефтенасыщенные песчаные керны

S_w^o, %	$k_o \cdot 10^3$, мкм^2	S_w, %	k'_o, мкм^2	$\frac{k_o - k'_o}{k_o} \cdot 100$, %
4,0	156,6	22,6	5,83	96,3
2,6	51,8	20,6	3,42	93,4
4,5	132,3	34,1	5,83	95,6

Таблица 12

Эффективность кислотных составов при ОПЗ в юрские пласты Ловинского месторождения

Параметр	Значение				
КС	HCl	HCl + ИВВ-1	HCl + HF	HCl + HF + + ИВВ-1	HCl + HF + + Синол-Кам
Эффективность, %	33	30	79	32	44

или углеводородного растворителя «Нефрас». Значения β_o по нефти при этом возрастали для метанола от 20 до 52 %, ВР – от 20 до 36 % и «Нефраса» – от 20 до 26 %. Отметим, без всяких «гидрофобизаторов».

Подобные решения предварительной и заключительной закачки в ПЗП оторочек полигликолей или ароматических растворителей при проведении СКО со спиртосодержащими растворами 22%-ной HCl предложены А.Г. Телиным и соавт. [61].

По всей видимости, такие комплексные технологии глушения скважин и КО ПЗП будут наиболее эффективны при текущей водонасыщенности ПЗП до точки пересечения кривых ОФП без «кинжальных» прорывов воды в ствол добывающих скважин.

И.Б. Дубков и Ю.В. Земцов [62] при анализе 171 ОПЗ растворами HCl и HCl + HF юрских пластов Ловинского месторождения установили их минимальную эффективность, когда в кислотные растворы вводили 0,1–2 % КПАВ ИВВ-1 и максимальную – смеси НПАВ и КПАВ («Синол-Кам»), что представлено в табл. 12.

Формирование стабильных ВНЭ в ПЗП, как и глобулярное движение фаз по фильтрационным каналам различной раскрытости, также серьезный осложняющий фактор для притока нефти в ствол скважин.

Наличие ВНЭ в ПЗП зарегистрировано в промысловых условиях по их извлечению при освоении скважин, проведения КО и выводе скважин на режим специальными исследованиями на кернах и моделях пластов [5, 63].

Условиями их облегченного формирования являются:

– гидрофобное состояние стенок фильтрационных каналов с увеличением их раскрытости и наличие трещин;

– постепенное насыщение нефтяной фазы водной;

– повышение вязкости нефти с возрастанием количества АСВ;

– присутствие мелкодисперсной твердой фазы, особенно оксидов, сульфидов железа, алюмосиликатных гелей, газовой фазы и асфальтенов, что характерно для процесса КО ПЗП;

– бароциклические нагрузки на ПЗП при спускоподъемных процессах в стволе скважин, перфорации, вызове притока и др.

Прогнозная оценка появления ВНЭ в коллекторском пространстве может быть осуществлена по значениям капиллярного числа $N_k > 10^{-4}$:

$$N_c = \frac{\eta_o V_o}{\sigma_{12}} \approx \frac{\eta_o \gamma_o r_k m}{\sigma_{12}}, \quad (4)$$

где η_o – динамическая вязкость нефти, Па·с; V_o – истинная скорость фильтрации нефти, м/с; m – пористость, доли ед.; σ_{12} – межфазное натяжение между нефтью и водной фазой, Н/м; γ_o – градиент сдвига нефти, $с^{-1}$; r_k – радиус фильтрационных каналов, м.

Принимая η_o = 10 мПа·с, $V_o \approx 10^{-5}$ м/с (300 м/год), σ_{12} = 10 мН/м, можно отметить затруднительность появления ВНЭ при обычном заводнении пластов, и нефть будет вытесняться в поршневом или глобулярном режимах в глубине пласта.

В ПЗП при дебите скважины Q = 50 $м^3$/сут, h = 10 м, m = 0,2, R = 0,2 м за радиусом обсадной колонны значения $V_o \approx 2{,}3 \cdot 10^{-4}$ м/с, что уже способствует формированию ВНЭ. Еще более вероятно их возникновение при нагнетании в ПЗП ТЖ, например, с темпом 3 $м^3$/ч в прочих идентичных условиях, когда величина V_o составит $3{,}3 \cdot 10^{-4}$ м/с.

Промотирующим фактором является наличие перфорационных отверстий в обсадной колонне. При их числе 200 и диаметре 1,27 см величина V_o достигает ~$3{,}3 \cdot 10^{-3}$ м/с, а в матрице после их окончания ~$1{,}7 \cdot 10^{-2}$ м/с.

Основным препятствием для прохождения глобул нефти или ВНЭ являются сужения фильтрационных каналов в условиях превышения их радиуса $r_г$ над радиусом каналов r_k. Для таких условий характерен гистерезис краевых углов смачивания глобулами стенок фильтрационных каналов в головной части Θ_A и на контакте с вытесняющей жидкостью Θ_R, а также значения σ_{12} с возникающим градиентом капиллярного давления $P_к$ по длине каналов L:

$$\frac{P_к}{L} = \frac{4\sigma_{12}}{d_з}\left(\frac{1}{d_к} - \frac{1}{d_г}\right)\left(\cos\Theta_R - \cos\Theta_A\right), \text{ Па/м}, \quad (5)$$

где $d_з$, $d_к$, $d_г$ – характерные диаметры зерен горной породы, каналов и глобул, м.

Принимая для обычных условий вытеснения нефти водой σ_{12} = 10 мН/м $d_з = 10^{-4}$ м, $d_к$ = 10 мкм, $d_г$ = 15 мкм, $\cos\Theta_R$ = 1 и $\cos\Theta_A$ = –1, получим $\Delta P_к \approx$ 26 МПа/м, что является непреодолимой преградой прохождениям глобулами такого коллекторского пространства.

Один из вариантов снижения $\Delta P_к$ заключается в гидрофилизации коллекторской поверхности для устранения гистерезиса и резкого уменьшения значений σ_{12}. Например, в условиях σ_{12} = 0,01 мН/м мы получим $\Delta P_к \approx$ 1,3 МПа/м, что облегчит движение глобул на расстоянии ~3 м от ствола скважины при депрессии в ней 5 МПа. Еще более сложная ситуация может возникнуть при одновременном движении гидрофобизированной суспензиии и агрегатов глобул высоковязкой ВНЭ.

Из этих приближенных к пластовым условиям расчетов можно сделать вывод, что только значения σ_{12} и гидрофилизация коллекторской поверхности поддаются регулированию, но осуществить их с помощью одних ПАВ затруднительно ввиду их адсорбции на горной породе (см. далее). Здесь есть два варианта, которые используются в нефтепромысловой практике: ввод в ТЖ практически неадсорбирующихся полярных неэлектролитов с целью предупреждения возникновения стабильных ВНЭ или с минимальным размером глобул и их эффективное разрушение после окончания ремонтных работ путем закачки в ПЗП растворов полярных неэлектролитов или индивидуально, возможно в композиции различных неэлектролитов, неэлектролитов и ПАВ, с высоким деэмульгирующим эффектом, к которым КПАВ не относятся, что изложено выше.

В работе [3] при рассмотрении гидрофобизирующего действия КПАВ обращается внимание, что данные исследования в лабораторных условиях по смачивающему действию на кварцевых пластинках, пропитки моделей пористых сред растворами КПАВ или водой после их обработки такими растворами с установлением эффективных для этого концентраций КПАВ далеки от их истинного поведения в коллекторском пространстве продуктивных пластов.

Так, уже в процессе приготовления ЖГ с содержанием мехпримесей происходит адсорбция на них любых ПАВ, а при закачке по стволу скважины в интервал перфорации дополнительно на поверхности подземного оборудования, включающей мелкодисперсные продукты коррозии, АСПО, соли, нефтяную пленку, что отмечается в [49]. По мере фильтрации в коллекторском пространстве растворов ПАВ, кроме адсорбции на поверхности разносмоченной горной породы, они диффундируют в контактирующую нефтяную фазу, взаимодействуют с АСВ и, наконец, разбавляются пластовыми водами. Это может резко сократить их концентрацию, повысить значения межфазного натяжения, что отразится на смачивающей функции ПАВ и затруднит удаление водного фильтрата из ПЗП.

Таким образом, адсорбция ПАВ является их ахиллесовой пятой, снижающей проявление целевых функций. Напомним, что отказ от широко разрекламированного заводнения низкоконцентрированными растворами ОП-10 (0,05 %) с целью повышения нефтеотдачи был обусловлен в основном высокими адсорбционными потерями в пластовых условиях.

По суммированным в [39] данным адсорбция различных КПАВ на песке и песчанике измельченных кернов варьируется в пределах 0,5–13 г/кг горной породы, а на глинистых минералах доходит до 75 г/кг. Известняки и доломиты поглощают их до 4 г/кг. Максимальной адсорбирующей способностью КПАВ из их растворов (0,34 г/$дм^3$) обладают мелкодисперсные – оксиды железа (d = 0,5–0,8 мкм) в количестве 0,3–1 кг/кг при pH = 5 и 20 °С.

Степень адсорбционных потерь ПАВ увеличивается со снижением проницаемости пористых сред (ростом удельной фильтрационной поверхности), повышением содержания в них глинистых минералов, минерализации водных растворов, температуры и концентрации ПАВ в водных растворах.

Для НПАВ отмечаются более низкие адсорбционные потери с преимущественно физическим контактом, что способствует их частичному отмыву последующим водным потоком и сохранению активности в таком растворе. Так, адсорбция ОП-10 в терригенном керне k = 0,044 $мкм^2$ из 0,05%-ного раствора в дистиллированной воде составляла ~0,5 г/кг при 20 °С, а из 5%-ного раствора $CaCl_2$ в керне k = = 0,077 $мкм^2$ ~2 г/кг.

На насыпных водонасыщенных пластовой водой (ρ = 1100 кг/$м^3$) моделях пористых сред L = 1 и 3 м, d = 1 см из кварцевого песка и дезинтегрированного песчаного керна с объемным расходом 6 $см^3$/ч при 23–25 °С фильтровались растворы ОП-10 и $АФ_9$-12 в этой воде до появления на выходе из моделей

растворов с исходной концентрацией ПАВ. Затем продолжали нагнетание пластовой воды до исчезновения в ней ПАВ с целью определения степени их десорбции [42]. Полученные результаты представлены в табл. 13.

Таким образом, безвозвратные потери $АФ_9$-12 варьируются в пределах 16–21 %.

Для пластовых условий предложена корреляционная формула оценки адсорбционных потерь ПАВ [39, 64]:

$$M = A_\infty \pi \left(R^2 - r_c^2\right) h(1 - m) p_п, \text{ кг}, \quad (6)$$

где A_∞ – предельная адсорбция ПАВ, кг/кг; R – радиус проникновения фильтрата с ПАВ в ПЗП от ствола скважины радиусом r_c, м; h – эффективная перфорированная толщина пласта, м; m – пористость пласта, доли ед.; $p_п$ – плотность коллекторской породы, кг/м^3.

В соответствии с (6) ориентировочно оценим адсорбционные потери катионного ПАВ ДОН-52 по экспериментальным данным А.Т. Горбунова и соавт. [65], полученными на дезинтегрированных кернах пластов $АВ_1$ и $БВ_{10}$ Самотлорского месторождения методом фильтрации растворов ДОН-52 через их модели. Для кернов пласта $АВ_1$ значения A_∞ составляли 7,50–11,25 г/кг, а пласта $БВ_{10}$ – 2,50 г/кг.

Принимая A_∞ = 0,0025 кг/кг, h = 1 м, m = 0,2, $p_п$ = 2500 кг/м^3, имеем следующий ряд значений M по радиусу проникновения фильтрата ЖГ в ПЗП и, соответственно, его объема на этом расстоянии с содержанием ПАВ при исходной концентрации в стволе скважины 10 кг/м^3 (1 %) (табл. 14).

Из этих данных следует, что на расстоянии 0,5 м от ствола скважины адсорбция составит 5,5 кг при объеме фильтрата 0,22 м^3 и содержании ПАВ 2,2 кг. Однако это его количество полностью адсорбируется на расстоянии $R \leq$ 0,3 м, а далее будет поступать чистый фильтрат без ПАВ. Естественно, что его удаление из ПЗП затруднится ввиду приближения значений σ_{12} к раствору без ПАВ.

В случае A_∞ = 11,25 г/кг значения M следует умножить на 4,5 при идентичности объема фильтрата и концентрации в нем ПАВ. Это свидетельствует о его полной адсорбции уже на первых 10 см от ствола скважины при глубине R = 0,5 м.

Следовательно, и с этой точки зрения НПАВ, и особенно полярные неэлектролиты, также обладают явным преимуществом по сравнению с КПАВ.

Подытоживая изложенные в трех частях данной статьи материалы по рассматриваемой проблеме, следует отметить сведение ее по литературным источникам информации практически к облегченному удалению из ПЗП водной фазы со снижением интенсивности повторного водонасыщения при использовании одного «гидрофобизатора», зачастую без раскрытия его химического строения. Движителем этих процессов рассматриваются гипертрофированные авторами капиллярные силы, повышение ОФП по нефти в гидрофобном фильтрационном пространстве и снижение ОФП по водной фазе без привлечения гидродинамического давления, что противоречит современным представлениям о сути подобных явлений и сдерживает развитие по-настоящему научных направлений решения данной проблемы.

Следует рассматривать ПЗП как динамичную систему, осложненную протеканием множества негативных процессов кольматационного характера. А такой комплекс проблем следует решать комплексными технологиями на всех стадиях вскрытия пластов, освоения и эксплуатации скважин. Само развитие темы гидрофобизации подталкивало ее

Таблица 13

Адсорбция и десорбция растворов ОП-10 и $АФ_9$-12

ПАВ	C, %	Адсорбция, г/кг	Десорбция, г/кг	Адсорбция, г/кг	Десорбция, г/кг
		L = 1 м (песок)		L = 3 м (песок)	
ОП-10	0,05	0,51	0,38	0,23	0,13
		L = 1 м (керн)		L = 3 м (керн)	
$АФ_9$-12	0,1	1,19	1,0	1,02	0,78

Таблица 14

Адсорбционные потери катионного ПАВ ДОН-52 на дезинтегрированных кернах пластов $АВ_1$ и $БВ_{10}$ Самотлорского месторождения

Параметр	Значение							
R, м	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	1,5	2,0
M, кг	0,47	1,26	2,36	3,77	5,5	18,8	35,3	62,8
V, м^3	0,019	0,05	0,09	0,15	0,22	0,75	1,41	2,51
C, кг	0,19	0,50	0,94	1,51	2,2	7,5	14,1	25,1

сторонников от первоначально «узкого» подхода, в частности, использования одного состава КПАВ, к переходу от добывающих объектов к нагнетательным, комплексированию с другими составами.

В доказательной форме нами изложены основные научно обоснованные предпосылки и пути осуществления сложной задачи приведения ФЕС коллекторского пространства в ПЗП в соответствии с удаленной частью пласта или даже их улучшения.

Заключение

Критический анализ литературных источников информации по теме гидрофобизации ПЗП свидетельствует о неверной предпосылке многих отечественных исследователей в трактовке основных положений механизма ее действия в реальном коллекторском пространстве на течение пластовых флюидов под влиянием гидравлического давления.

Стендовыми экспериментами на кернах и моделях пластов доказано негативное влияние гидрофобизации поверхности коллекторского пространства, в том числе КПАВ, на ОФП по нефти.

Зарубежными специалистами не рекомендуется использование катионных ПАВ в составах для ОПЗ добывающих скважин.

Индивидуальное воздействие на ПЗП углеводородными композициями гидрофобизаторов, включающих КПАВ, АСВ, мелкодисперсный гидрофобный оксид кремния, кремнийорганические соединения, свидетельствует об основном достигаемом эффекте снижения ОФП для воды вследствие углеводородонасыщения коллекторского пространства и/или тампонирования высокопроводящих каналов.

Комплексная обработка ПЗП углеводородными составами КПАВ, включая КО с предварительной и последующей закачкой нефти, не позволяет вычленить конкретную эффективность КПАВ.

Теоретическими расчетами и литературными данными стендовых экспериментов установлена реальная роль капиллярных эффектов в коллекторском пространстве ПЗП с прикладываемым гидравлическим давлением и наличием различных ПАВ в составе водных ТЖ с предпочтительностью гидрофильного состояния коллекторской поверхности.

Наблюдаемую эффективность использования КПАВ в составе водных ЖГ и КС можно отнести к снижению межфазного натяжения, скорости коррозии стального оборудования, очистке от мехпримесей в стволе скважин, стабилизации глинистых минералов и умеренной

гидрофобизации коллекторской поверхности до промежуточно-смачиваемого состояния.

Альтернативным приемом сохранения, восстановления и повышения продуктивности скважин является использование гидрофилизирующих НПАВ и/или полярных неэлектролитов как в составе ТЖ, так и в качестве технологических оторочек на стадиях глушения скважин, вызова притока и проведения КО ПЗП.

Библиографический список

1. 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
2. . 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
3. Пайа, Д. Математика и правдоподобные рассуждения (в работе В. Серова «О принципах служения науке») / Д. Пайа // Врач. – 2000. – № 10. – С. 42–43.
4. Глущенко В.Н. Рациональные условия гидрофобизации призабойной зоны пласта / В.Н. Глущенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 9. – С. 60–67.
5. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5-ти т. Т. 3. Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 650 с.
6. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: В 6 т. Т. 4 / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 335 с.
7. Лекомцев, А.В. Оценка забойных давлений в добывающих скважинах Шершневского месторождения / А.В. Лекомцев, В.А. Мордвинов, М.С. Турбаков // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 30–31.
8. Афиногенов, Д.А. Системы глушения скважин от компании «ЭМ-АЙ СВАКО» / Д.А. Афиногенов, Е.М. Чумаков // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 7 (186). – С. 30–33.
9. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов, С.В. Малайко, Д.А. Анфиногентов, Е.М. Чумаков // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 1. – С. 66–69.
10. Королев, С. Высокоэффективная технология глушения скважин с применением блокирующих жидкостей на углеводородной основе / С. Королев, А. Бояркин // Бурение и нефть. – 2006. – № 2. – С. 15–17.
11. Турбаков, М.С. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин / М.С. Турбаков, А.А. Ерофеев, А.В. Лекомцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 62–65.
12. Глушение скважин в условиях снижающегося пластового давления на месторождениях Западной Сибири / Г.С. Поп, В.М. Кучеровский, А.С. Зотов, Л.Ю. Бодачевская // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 11. – С. 26–29.
13. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений / О.В. Акимов, С.Е. Здольник, Д.П. Худяков, О.А. Тяпов, В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 92–95.
14. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С.Е. Здольник, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин, А.Р. Латыпов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин, В.А. Литвиненко // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 62–65.
15. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения / С.Е. Здольник, И.М. Згоба, А.Г. Телин, В.Н. Гусаков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – № 1. – С. 35–38.
16. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 58–59.
17. Крылов, В.И. Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С. 36–41.
18. Глушение скважин / Я.М. Расизаде, А.А. Дергачев, М.Д. Батырбаев, В.И. Тимохин // Нефтяная промышленность. Серия: Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1984. – № 2. – С. 9–11.
19. Глушение скважин, эксплуатирующих высокотемпературные кавернозно-трещиноватые карбонатные пласты месторождения имени Р. Требса / С.А. Вахрушев, А.Г. Михайлов, Д.С. Костин, А.Р. Диндарьянов, Р.М. Галеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-41-45
20. Мероприятия по глушению скважин с сохранением коллекторских свойств пластов на Красноленинском месторождении / А.В. Бодрягин, А.Д. Митрофанов, В.В. Плосконосов, А.П. Прудаев, И.М. Хасанов, Ю.Л. Смирнов, Н.З. Галлямов // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2002. – № 6 (06).
21. Щербаков, А.А. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти (на примере месторождений Соликамской депрессии) / А.А. Щербаков, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 70–73. DOI 10.30713/2413-5011-2019-2-70-73.
22. Щербаков, А.А. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) / А.А. Щербаков, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 5. – С. 93–99. DOI: 10.18799/24131830/2019/5/272
23. Исследование воздействия жидкостей глушения и кислотных растворов на заглинизированные терригенные коллекторы / Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, Э.И. Криман [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 92–95.
24. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Е.Г. Гаевой [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 104–106.
25. Бедрин, В.Г. Результаты внедрения новых типов растворов глушения в ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз» / В.Г. Бедрин, В.В. Разницын, А.А. Уманцев // Сб. науч. тр. по результатам НИОКР за 2004 г. ОАО «НК «Роснефть». – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2005. – С. 240–247.
26. How to apply a blocking gel system for bullhead selective water shutoff: from laboratory to field / A. Stavland [et al.] // SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2006. – P. SPE-99729-MS. DOI: 10.2118/99729-MS
27. New alternatives of water shutoff treatments: Application of water sensitive metastable systems / I. Lakatos [et al.] // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 2008. – P. SPE-112403-MS. DOI: 10.2118/112403-MS
28. Novel Water Shutoff Treatments in Gas Wells Using Petroleum External Solutions and Microemulsions / I.J. Lakatos [et al.] // SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. – SPE, 2013. – P. SPE-165175-MS. DOI: 10.2118/165175-MS
29. Ross, C.M. Current Materials and Devices for Control of Fluid Loss / C.M. Ross, J. Williford, M.W. Sanders // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 1999. – P. SPE-54323-MS. DOI: 10.2118/54323-MS
30. Mahajan, N.C. Bridging particle size distribution: A key factor in the designing of non-damaging completion fluids / N.C. Mahajan, B.M. Barron // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 1980. – P. SPE-8792-MS. DOI: 10.2118/8792-MS
31. Chesser, B.G. Applications of weighted acid-soluble workover fluids / B.G. Chesser, G.F. Nelson // Journal of Petroleum Technology. – 1979. – Vol. 31, no. 01. – P. 35–39. DOI: 10.2118/7008-PA
32. Ismail, A.R. The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery / A.R. Ismail, J.M. Peden, A.M. Arshad // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 1994. – P. SPE-28762-MS. DOI: 10.2118/28762-MS
33. Svoboda, C. Optimizing High-Temperature Kill Pills: The Åsgard Experience / C. Svoboda // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – SPE, 1999. – P. SPE-57568-MS. DOI: 10.2118/57568-MS
34. Dyke, C.G. Prudhoe Bay Rig Workovers: Best Practices for Minimizing Productivity Impairment and Formation Damage / C.G. Dyke, D.A. Crockett // SPE Western Regional Meeting. – SPE, 1993. – P. SPE-26042-MS. DOI: 10.2118/26042-MS
35. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids / M.A. Dick [et al.] // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 2000. – P. SPE-58793-MS. DOI: 10.2118/58793-MS
36. Пономаренко, М.Н. Опыт применения технологий и реагентов по глушению скважин на месторождениях ПАО «Газпром» / М.Н. Пономаренко, К.Б. Абдреев, О.Д. Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 76–79.
37. Hower, W.F. Influence of clays on the production of hydrocarbons / W.F. Hower // Paper SPE 4785. – 1974. – P. 165–175. DOI: 10.2118/4785-MS
38. Kalfayan, L. Optimizing surfactants to improve stimulation flowback in tight gas wells / L. Kalfayan, B. Haley, S. Weiss // Word Oil. – 2008. – Vol. 229, no. 11. – P. 35–36.
39. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5-ти т. Т. 2. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 549 с.
40. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: в 5-ти т. Т. 4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
41. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 392 с.
42. Ленченкова, Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л.Е. Ленченкова. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. – 394 с.
43. Laboratory monitoring of surfactant imbibitions using computerized tomography / H.L. Chen, L.R. Lucas, L.A.D. Nogaret [et al.] // Paper SPE 59006. – 2000. – P. 1–14. DOI: 10.2118/59006-MS
44. Stegemann, W. Die Umgenetzung des Untergrundes durch Mineraloleinwirkungen / W. Stegemann // GWF – Wasser/Abwaser. – 1976. – Vol. 117. – P. 256–258.
45. Тульбович, Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород / Б.И. Тульбович. – Пермь: Кн. изд-во, 1975. – 194 с.
46. Тульбович, Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979. – 199 с.
47. Тульбович, Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов / Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1991. – 186 с.
48. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважин в гидрофильных коллекторах / А.М. Хакимов, А.К. Макатров, А.Д. Караваев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 48–53.

49. Физико-химические и фильтрационные исследования гидрофобизирующих реагентов / А.Н. Игнатов, А.А. Селезнев, Р.М. Абдуллин, А.В. Кореняко // Нефтепромысловая тело. – 2013. – № 1. – С. 30–41.
50. Салихов, Р.Ш. Исследование структуры адсорбционного слоя гидрофобных частиц на поверхности твердого тела и его влияние на фильтрацию нефти в пористой среде / Р.Ш. Салихов, Ю.В. Пахаруков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 74–77.
51. Совершенствование технологии обработки призабойной зоны скважины в условиях низких и высоких пластовых давлений / В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский, А.Н. Никитин, С.А. Пальчик // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 52–55.
52. Кунакова, А.М. Исследование товарных форм тяжелых жидкостей глушения плотностью до 1600 и 1800 кг/м^3 для оценки возможности применения в условиях месторождений «Газпром нефти» / А.М. Кунакова, А.А. Карпов, Н.А. Прудовская // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 6. – С. 76–81. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-6-76-81
53. Катаев, А.В. Эффективная защита нефтепромыслового оборудования / А.В. Катаев // Инженерная практика. – 2013. – № 12. – С. 36–45.
54. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, А.Р. Хатмулин [и др.] // Известия Томского политехн. ун-та. Серия: Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 2. – С. 26–37. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3328
55. Адам, Н.К. Физика и химия поверхности: пер. с англ. / Н.К. Адам. – М.: Мир, 1979. – 568 с.
56. Физико-химическая механика природных дисперсных систем / Под ред. Е.Д. Щукина. – М.: МГУ, 1985. – 226 с.
57. Пролонгированно-действующие кислоты для интенсификации добычи нефти и газа / В.Н. Глущенко, Р.А. Хузин, О.Ю. Патокина, Г.П. Хижняк. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2021. – 468 с.
58. Сергиенко, В.Н. Технология воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири / В.Н. Сергиенко. – СПб.: Недра, 2005. – 207 с.
59. Reduction in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping / D.B. Bennion, R.F. Bietz, F.B. Thomas, M.P. Cimolai // J. of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – Vol. 33, no. 9. – P. 45–54. DOI: 10.2118/94-09-05
60. Jennings, A.R. The effect of surfactant-bearing fluids on permeability behavior in oil-producing formations / A.R. Jennings // Paper SPE 5635. – 1975. – P. 1–15. DOI: 10.2118/5635-MS
61. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / А.Г. Телин, Т.А. Исмагилов, Н.З. Ахметов, В.В. Смыков // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 69–74.
62. Дубков, И.Б. Эффективность гидрофобных кислотных составов при ПЗП юрских пластов Ловинского месторождения / И.Б. Дубков, Ю.В. Земцов // Бурение и нефть. – 2008. – № 2. – С. 44–45.
63. Глущенко, В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В.Н. Глущенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
64. Кравченко, И.И. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти / И.И. Кравченко, Г.А. Бабалян. – М.: Недра, 1951. – 160 с.
65. Литолого-структурные особенности пород-коллекторов пластов $АВ_1$ и $БВ_{10}$ Самотлорского месторождения, влияющие на эффективность обработки прискважинной зоны пластов / А.Т. Горбунов, Ю.Г. Пименов, Т.А. Султанов, И.И. Минаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – № 5. – С. 32–35.

References

1. Glushchenko V.N., Turbakov M.S., Khizhniak G.P., Tsi Chenchzhi Gidrofobizatsiia kollektorskoi poverkhnosti v protsessakh vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plasta [Hydrophobization of the reservoir surface in the processes of impact on the bottomhole formation zone.]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 3, pp. 155-163. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.6
2. Glushchenko V.N., Turbakov M.S., Khizhniak G.P. Gidrofobizatsiia kollektorskoi poverkhnosti v protsessakh vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plasta. Chast' 2. Ot kapilliarnosti k real'nosti [Hydrophobization of the reservoir surface in the processes of impact on the bottomhole formation zone. Part 2. From Capillarity to Reality]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 4, pp. 231-239. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.7
3. . Paia D. Matematika i pravdopodobnye rassuzhdeniia (v rabote V. Serova “O printsipakh sluzheniia nauke”) [Mathematics and plausible reasoning (in the work of V. Serov “On the principles of serving science”)]. *Vrach*, 2000, no. 10, pp. 42-43.
4. Glushchenko V.N. Ratsional'nye usloviia gidrofobizatsii prizaboinoi zony plasta [Rational conditions for hydrophobization of the bottomhole formation zone]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 9, pp. 60-67.
5. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiiaiu Tom. 3. Prizaboinaia zona plasta i tekhnogennye faktory ee sostoianiia [Oilfield Chemistry. Vol. 3. Bottomhole formation zone and technogenic factors of its condition]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, 650 p.
6. Basarygin Iu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Teoriia i praktika preduprezhdeniia oslozhnenii i remonta skvazhin pri ikh stroitel'stve i ekspluatatsii. Tom. 4 [Theory and practice of preventing complications and repairing wells during their construction and operation. Volume 4]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002, 335 p.
7. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. Otsenka zaboinykh davlenii v dobyvaiushchikh skvazhinakh Shershnevskogo mestorozhdeniia [Estimation of bottom-hole pressure in producing wells of Shershnevkoe oilfield]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 30-31.
8. Afinogenov D.A., Chumakov E.M. Sistemy glusheniia skvazhin ot kompanii “EM-AI SVAKO” [Well killing systems of "M-I SWACO" company]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2014, no. 7 (186), pp. 30-33.
9. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'ianov D.N., Malaiko S.V., Anfinogentov D.A., Chumakov E.M. Glushenie skvazhin blok-pachkami – effektivnoe sredstvo sokhraneniia fil'tratsionnykh svoistv produktivnogo plasta [Killing wells with block packs is an effective means of preserving the filtration properties of the productive formation]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2015, no. 1, pp. 66-69.
10. Korolev S., Boiarkin A. Vysokoeffektivnaia tekhnologiia glusheniia skvazhin s primeneniem blokiruiushchikh zhidkostei na uglevodorodnoi osnove [Highly efficient well killing technology using hydrocarbon-based blocking fluids]. *Burenie i neft'*, 2006, no. 2, pp. 15-17.
11. Lekomtsev A.V., Mordvinov V.A., Turbakov M.S. K opredeleniiu glubiny nachala obrazovaniia asfal'tenosmoloparafinovykh otlozhenii pri ekspluatatsii neftedobyvaiushchikh skvazhin [Depth definition of the beginning of asphaltene-resin-paraffin deposits formation during operation of oil producing wells]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 62-65.
12. Pop G.S., Kucherovskii V.M., Zotov A.S., Bodachevskaia L.Iu. Glushenie skvazhin v usloviiakh snizhaiushchegosia plastovogo davleniia na mestorozhdeniiakh Zapadnoi Sibiri [Killing wells in conditions of decreasing reservoir pressure at fields in Western Siberia]. *Neftepromyslovoe delo*, 2002, no. 11, pp. 26-29.
13. Akimov O.V., Zdol'nik S.E., Khudiakov D.P., Tiapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskii N.N. Tekhnologii glusheniia skvazhin s gidrorazryvom plasta v usloviiakh anomal'no vysokikh i anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Well kill technologies with fluid loss control for hydro-fractured wells under AHFP and ALFP Conditions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 2, pp. 92-95.
14. Zdol'nik S.E., Khandriko A.N., Akhankin O.B., Latypov A.R., Gusakov V.N., Telin A.G., Litvinenko V.A. Glushenie skvazhin s kontrolem pogloshcheniia v usloviiakh intensifikatsii razrabotki terrigennykh kollektorov [Well killing with absorption control in conditions of intensification of terrigenous reservoir development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 11, pp. 62-65.
15. Zdol'nik S.E., Zgoba I.M., Telin A.G., Gusakov V.N. Problemy glusheniia skvazhin Priobskogo mestorozhdeniia i puti ikh resheniia [Problems of well killing at Priobskoye field and ways to solve them]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO “NK “Rosneft’”*, 2006, no. 1, p. 35-38.
16. Turitsyna M.V. et al. Gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlia pervichnogo vskrytiia plastov v usloviiakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Gas-liquid washover mixtures for the primary opening of productive layers in conditions of abnormally low reservoir pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 9, pp. 58-59.
17. Krylov V.I., Kretsul V.V. Primenenie kol'matantov v zhidkostiakh dlia pervichnogo vskrytiia produktivnykh plastov s tsel'iu sokhraneniia ikh kollektorskikh svoistv [The use of colmatants in fluids for the primary opening of productive formations in order to preserve their reservoir properties]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2005, no. 4, pp. 36-41.
18. Rasizade Ia.M., Dergachev A.A., Batyrbaev M.D., Timokhin V.I. Glushenie skvazhin [Well killing]. *Neftianaia promyshlennost'. Neftepromyslovoe delo i transport nefti*, 1984, no. 2, pp. 9-11.
19. Vakhrushev S.A., Mikhailov A.G., Kostin D.S., Dindar'ianov A.R., Galeev R.M. Glushenie skvazhin, ekspluatiruiushchikh vysokotemperaturnye kavernozno-treshchinovatye karbonatnye plasty mestorozhdeniia imeni R. Trebsa [Production wells killing on R. Trebs high-temperature cavernous-fractured carbonate deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 10, pp. 41-45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-41-45
20. Bodriagin A.V., Mitrofanov A.D., Ploskonosov V.V., Prudaev A.P., Khasanov I.M., Smirnov Iu.L., Galliamov N.Z. Meropriiatiia po glusheniiu skvazhin s sokhraneniem kollektorskikh svoistv plastov na Krasnoleninskom mestorozhdenii [Measures to kill wells while preserving reservoir properties at the Krasnoleninskoye field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, 2002, no. 6 (06).
21. Shcherbakov A.A., Khizhniak G.P., Galkin V.I. Otsenka effektivnosti meropriiatii po intensifikatsii dobychi nefti (na primere mestorozhdenii Solikamskoi depressii) [Effectiveness evaluation of oil production stimulation measures (on the example of the Solikamsk depression fields)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 2, pp. 70-73.
22. Shcherbakov A.A., Khizhniak G.P., Galkin V.I. Prognozirovanie koeffitsienta produktivnosti skvazhin s bokovym stvolom (na primere Un'vinskogo mestorozhdeniia) [Prediction of sidetrack wells productivity index (on example of the Unvinskoe field)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 93-99.
23. Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Kriman E.I. et al. Issledovanie vozdeistviia zhidkostei glusheniia i kislotnykh rastvorov na zaglinizirovannye terrigennye kollektory [Study of the impact of killing fluids and acid solutions on clayey terrigenous reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 3, pp. 92-95.
24. Silin M.A., Magadova L.A., Gaevoi E.G. et al. Primenenie zhidkostei glusheniia na polisakharidnoi osnove v skvazhinakh s nizkim davleniem i posle gidrorazryva plasta [Application of killing fluids on the polysaccharide base in wells with low pressure and after fracturing], *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 4, pp. 104-106.
25. Bedrin V.G., Raznitsyn V.V., Umantsev A.A. Rezul'taty vnedreniia novykh tipov rastvorov glusheniia v OAO “NK “Rosneft'-Purneftegaz” [Results of the implementation of new types of well killing solutions at OJSC NK Rosneft-Purneftegaz]. *Sbornik nauchnykh trudov po rezul'tatam NIOKR za 2004. OAO “NK “Rosneft’”*. Moscow: TsNIITEneftekhim, 2005, pp. 240-247.
26. Stavland A. et al. How to apply a blocking gel system for bullhead selective water shutoff: from laboratory to field. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. SPE, 2006, SPE-99729-MS p. DOI: 10.2118/99729-MS

27. I Lakatos. et al. New alternatives of water shutoff treatments: Application of water sensitive metastable systems. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. SPE, 2008, SPE-112403-MS p. DOI: 10.2118/112403-MS
28. Lakatos I.J. et al. Novel Water Shutoff Treatments in Gas Wells Using Petroleum External Solutions and Microemulsions. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*. SPE, 2013, SPE-165175-MS p. DOI: 10.2118/165175-MS
29. Ross C.M., Williford J., Sanders M.W. Current Materials and Devices for Control of Fluid Loss. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. SPE, 1999, SPE-54323-MS p. DOI: 10.2118/54323-MS
30. Mahajan N.C., Barron B.M. Bridging particle size distribution: A key factor in the designing of non-damaging completion fluids. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. SPE, 1980, SPE-8792-MS p. DOI: 10.2118/8792-MS
31. Chesser B.G., Nelson G.F. Applications of weighted acid-soluble workover fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 1979, vol. 31, no. 01, pp. 35-39. DOI: 10.2118/7008-PA
32. Ismail A.R., J.M. Peden, A.M. Arshad The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. SPE, 1994, SPE-28762-MS p. DOI: 10.2118/28762-MS
33. Svoboda C. Optimizing High-Temperature Kill Pills: The Åsgard Experience. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. SPE, 1999, SPE-57568-MS p. DOI: 10.2118/57568-MS
34. Dyke C.G., Crockett D.A. Prudhoe Bay Rig Workovers: Best Practices for Minimizing Productivity Impairment and Formation Damage. *SPE Western Regional Meeting*, SPE, 1993, SPE-26042-MS p. DOI: 10.2118/26042-MS
35. Dick M.A. et al. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. SPE, 2000, SPE-58793-MS p. DOI: 10.2118/58793-MS
36. Ponomarenko M.N., Abdreev K.B., Efimov O.D. Opyt primeneniia tekhnologii i reagentov po glusheniiu skvazhin na mestorozhdeniiakh PAO “Gazprom” [Practical experience in applying procedures and reagents to kill the wells at the fields of "Gazprom" PJSC]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2020, no. 7, pp. 76-79.
37. Hower W.F. Influence of clays on the production of hydrocarbons. *Paper SPE 4785*, 1974, pp. 165-175. DOI: 10.2118/4785-MS
38. Kalfayan L., Haley B., Weiss S. Optimizing surfactants to improve stimulation flowback in tight gas wells. *Word Oil*, 2008, vol. 229, no. 11, pp. 35-36.
39. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia. Tom 2. Ob"emnye i poverkhnostno-aktivnye svoistva zhidkostei [Oilfield Chemistry. Volume 2. Volumetric and Surface-Active Properties of Liquids]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, 549 p.
40. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaya himiya: v 5-ti t. T. 4. Kislotnaya obrabotka skvazhin [Oilfield Chemistry. Vol. 4. Acid treatment of wells]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, 703 p.
41. Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ia., Denisova A.V. Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain [Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design]. Ufa: AN RB, Gilem, 2010, 392 p.
42. Lenchenkova L.E. Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami [Enhanced oil recovery by physical and chemical methods]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 1998, 394 p.
43. Chen H.L., Lucas L.R., Nogaret L.A.D. et al. Laboratory monitoring of surfactant imbibitions using computerized tomography. *Paper SPE 59006*, 2000, pp. 1-14. DOI: 10.2118/59006-MS
44. Stegemann W. Die Umgenetzung des Untergrundes durch Mineraloleinwirkungen. *GWF - Wasser/Abwaser*, 1976, vol. 117, pp. 256-258.
45. Tul'bovich B.I. Kollektorskie svoistva i khimiia poverkhnosti produktivnykh porod [Reservoir properties and surface chemistry of productive rocks]. Perm': Knizhnoe izdatel'stvo, 1975, 194 p.
46. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefti i gaza [Methods for studying oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979, 199 p.
47. Tul'bovich B.I. Petrofizicheskoe obespechenie effektivnogo izvlecheniia uglevodorodov [Petrophysical support for efficient hydrocarbon extraction]. Moscow: Nedra, 1991, 186 p.
48. Khakimov A.M., Makatrov A.K., Karavaev A.D. et al. Fil'tratsionnoe testirovanie novogo pokoleniia poverkhnostno-aktivnykh veshchestv otechestvennogo i zarubezhnogo proizvodstva v kachestve dobavok k remontno-tekhnologicheskim zhidkostiam pri provedenii podzemnykh remontov i OPZ skvazhin v gidrofil'nykh kollektorakh [Filtration testing of a new generation of domestic and foreign surfactants as additives to repair and technological fluids during underground repairs and wellbore maintenance in hydrophilic reservoirs]. *Neftepromyslovoe delo*, 2005, no. 12, pp. 48-53.
49. Ignatov A.N., Seleznev A.A., Abdullin R.M., Koreniako A.V. Fiziko-khimicheskie i fil'tratsionnye issledovaniia gidrofobiziruiushchikh reagentov [Physical-chemical and filtration testing of hydrophobic reagents]. *Neftepromyslovaia telo*, 2013, no. 1, pp. 30-41.
50. Salikhov R.Sh., Pakharukov Iu.V. Issledovanie struktury adsorbtsionnogo sloia gidrofobnykh chastits na poverkhnosti tverdogo tela i ego vliianie na fil'tratsiiu nefti v poristoi srede [Investigating the structure of adsorption layer consist of hydrophobic particles on surface of solid substance and its influence on oil filtration in porous medium]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 5, pp. 74-77.
51. Gusakov V.N., Kraevskii N.N., Nikitin A.N., Pal'chik S.A. Sovershenstvovanie tekhnologii obrabotki prizaboinoi zony skvazhiny v usloviiakh nizkikh i vysokikh plastovykh davlenii [Improvement of the near-wellbore stimulation treatment technology at low and high reservoir pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 52-55.
52. Kunakova A.M., Karpov A.A., Prudovskaia N.A. Issledovanie tovarnykh form tiazhelykh zhidkostei glusheniia plotnost'iu do 1600 i 1800 kg/m^3 dlia otsenki vozmozhnosti primeneniia v usloviiakh mestorozhdenii “Gazprom nefti” [Research of finished heavy killing fluids with a density of up to 1600 kg/m3 and up to 1800 kg/m^3 for the fields conditions of the Gazprom Neft]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2022, no. 6, pp. 76-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-6-76-81
53. Kataev A.V. Effektivnaia zashchita neftepromyslovogo oborudovaniia [Effective protection of oilfield equipment]. *Inzhenernaia praktika*, 2013, no. 12, pp. 36-45.
54. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmulin A.R. et al. Snizhenie negativnogo vozdeistviia tekhnologicheskikh zhidkostei na produktivnye ob"ekty Sorovskogo mestorozhdeniia putem ikh modifikatsii [Reducing the negative impact of workover fluids on Sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 2, pp. 26-37. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3328
55. Adam N.K. Fizika i khimiia poverkhnosti [Surface Physics and Chemistry]. Moscow: Mir, 1979, 568 p.
56. Fiziko-khimicheskaia mekhanika prirodnykh dispersnykh sistem [Physicochemical mechanics of natural dispersed systems]. Ed. E.D. Shchukin. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet, 1985, 226 p.
57. Glushchenko V.N., Khuzin R.A., Patokina O.Iu., Khizhniak G.P. Prolongirovanno-deistvuiushchie kisloty dlia intensifikatsii dobychi nefti i gaza [Slow-acting acids for enhanced oil and gas production]. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2021, 468 p.
58. Sergienko V.N. Tekhnologiia vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plastov iurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Technology of impact on the bottomhole zone of Jurassic deposits in Western Siberia]. St. Petersburg: Nedra, 2005, 207 p.
59. Bennion D.B., Bietz R.F., Thomas F.B., Cimolai M.P. Reduction in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping. *J. of Canadian Petroleum Technology*, 1994, vol. 33, no. 9, pp. 45-54. DOI: 10.2118/94-09-05
60. Jennings A.R. The effect of surfactant-bearing fluids on permeability behavior in oil-producing formations. *Paper SPE 5635*, 1975, pp. 1-15. DOI: 10.2118/5635-MS
61. Telin A.G., Ismagilov T.A., Akhmetov N.Z., Smykov V.V. Kompleksnyi podkhod k uvelicheniiu effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [An integrated approach to increasing the efficiency of acid treatments in carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 8, pp. 69-74.
62. Dubkov I.B., Iu.V. Zemtsov Effektivnost' gidrofobnykh kislotnykh sostavov pri PZP iurskikh plastov Lovinskogo mestorozhdeniia [Efficiency of hydrophobic acid compositions while down-the-hole treatment of Jurassik]. *Burenie i neft'*, 2008, no. 2, pp. 44-45.
63. Glushchenko V.N. Obratnye emul'sii i suspenzii v neftegazovoi promyshlennosti [Inverse emulsions and suspensions in the oil and gas industry]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2008, 725 p.
64. Kravchenko I.I., Babalian G.A. Adsorbtsiia PAV v protsessakh dobychi nefti [Adsorption of surfactants in oil production processes]. Moscow: Nedra, 1951, 160 p.
65. Gorbunov A.T., Pimenov Iu.G., Sultanov T.A., Minakov I.I. Litologo-strukturnye osobennosti porod-kollektorov plastov AV1 i BV10 Samotlorskogo mestorozhdeniia, vliiaiushchie na effektivnost' obrabotki priskvazhinnoi zony plastov [Lithological and structural features of reservoir rocks of the AB_1 and BV_{10} formations of the Samotlor field, affecting the efficiency of treatment of the wellbore zone of the formations]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh mestorozhdenii*, 1995, no. 5, pp. 32-35.

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.