



УДК 622.276.7:541.18
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2023



Направления совершенствования составов обратных эмульсий для глушения скважин

В.Н. Глущенко¹, Г.П. Хижняк²

¹Независимый автор (Россия, 308001, г. Белгород, Народный бульвар, 36А, кв. 11)

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

Directions for Improving the Compositions of Reverse Emulsions for Well Plugging

Viktor N. Glushchenko¹, Grigoriy P. Khizhnyak²

¹Independent author (36A Narodny Boul., Belgorod, 308001, Russian Federation)

²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 18.09.2022. Принята / Accepted: 19.12.2022. Опубликовано / Published: 31.05.2023

Ключевые слова:

глушение скважин, обратная эмульсия, фильтрация, глинистые коллекторы, продуктивный пласт, углеводородная среда, водная фаза, растворы солей, осмос.

Глушение скважин является наиболее распространенным технологическим процессом в добыче нефти. В качестве эффективной жидкости при комбинированном способе глушения используются обратные эмульсии. В настоящее время не проанализированы некоторые потенциальные возможности обратных эмульсий как в плане совершенствования их составов, так и технологических приемов практической реализации. В работе рассмотрен ряд перспективных научно-исследовательских направлений получения, совершенствования составов обратных эмульсий и способа их применения с задавкой в призабойную зону пласта перед заполнением ствола скважины минерализованной водой. В качестве составляющих компонентов углеводородных сред предложены природные масла соэмульгаторов – этоксилированные маслорастворимые ПАВ, а понизителей фильтрации – лигносульфонаты технические, крахмал, латекс. Акцентируется внимание на необходимости проведения экспериментальной оценки скорости осаждения обратных эмульсий по стволу скважин в среде пластовых вод и нефти, получения и исследования стабильных обратных эмульсий с использованием высокоплотных солей CaBr₂, ZnBr₂, ZnCl₂, многоатомных спиртов.

Keywords:

well killing, reverse emulsion, filtration, clay reservoirs, reservoir, hydrocarbon medium, water phase, salt solutions, osmosis.

Well killing is the most common technological process in oil production. Inverse emulsions are used as an effective fluid in the combined killing method. At present, some potential possibilities of inverse emulsions have not been analyzed both in terms of improving their compositions and technological methods of practical implementation. The paper considers a number of promising research areas for obtaining, improving the compositions of inverted emulsions and the method of their application with injection into the bottomhole formation zone before filling the wellbore with mineralized water. Natural oils of co-emulsifiers – ethoxylated oil-soluble surfactants, and filtration reducers – technical lignosulfonates, starch, latex were proposed as constituent components of hydrocarbon media. Attention was focused on the need for experimental evaluation of the rate of settling of reverse emulsions along the wellbore in formation water and oil, obtaining and studying stable reverse emulsions using high-density salts of CaBr₂, ZnBr₂, ZnCl₂, polyhydric alcohols.

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

© Хижняк Григорий Петрович (ORCID: 0000-0003-2138-7083) – профессор, доктор технических наук, доцент (тел.: +007 (905) 863 76 55, e-mail: xgp@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

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

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

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Глущенко В.Н., Хижняк Г.П. Направления совершенствования составов обратных эмульсий для глушения скважин // Недропользование. – 2023. – Т.23, №1. – С.44–50. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.6

Please cite this article in English as:

Glushchenko V.N., Khizhnyak G.P. Directions for Improving the Compositions of Reverse Emulsions for Well Plugging. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.1, pp.44-50. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.6

Введение

Отличительные свойства обратных эмульсий (ОЭ) заключаются в следующем [1–6]:

- возможности использования широкой гаммы углеводородных сред для их получения (товарные нефти, газоконденсат, светлые нефтепродукты, синтетические углеводороды, природные масла и др.) и гидрофильной внутренней фазы (вода, водные растворы солей, кислот, щелочей, полимеров, многоатомных спиртов и др.);

- регулируемые значения эффективной вязкости (η_e) в зависимости от градиента сдвига (давления перекачки по трубам или фильтрации по коллекторскому пространству). Рост величины η_e вызывает увеличение объемного содержания водной фазы, концентрации эмульгаторов, вязкости углеводородной среды, усиление динамики перемешивания ОЭ и ввод мелкодисперсных наполнителей. На снижение η_e наиболее интенсивно влияет повышение температуры;

- регулируемая фильтрация в коллекторское пространство пропорционально создаваемому перепаду давления и его проницаемости в обратной зависимости от вязкости ОЭ. Наиболее сдерживающим фактором инфильтрации ОЭ в призабойную зону пласта (ПЗП) из ствола скважин является наличие диспергированных глобул и дополнительное содержание мелкодисперсных антифильтрантов (полимеров, глины, сажи, аэросила, мела, битума и др.).

- регулируемая термостабильность, т.е. способность к разделению на составляющие фазы путем выбора вида и концентрации эмульгаторов, компонентного состава фаз, дополнительных стабилизаторов, специальных демульгирующих агентов (ПАВ, спиртов, кислот и др.);

- снижение набухания и дезинтеграции водочувствительных глинистых минералов вследствие углеводородной среды ОЭ и регулируемой минерализации водной фазы;

- низкая коррозионная агрессивность к металлическому оборудованию по сравнению с диспергированной внутренней фазой;

- высокие поглощающие свойства в отношении H_2S , которые могут быть усилены вводом специальных нейтрализаторов;

- предотвращение гидратообразования по стволу скважин при высоком газовом факторе;

- растворяющая и диспергирующая способность в отношении асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) с их удержанием в объеме.

Эти и ряд других свойств ОЭ определяют эффективность их использования в качестве промысловой жидкости при бурении скважин [1, 3–7], перфорационной среды при вскрытии продуктивных пластов [1, 4, 6, 7], жидкости глушения (ЖГ) при проведении подземных и капитальных ремонтов скважин (ПРС и КРС) [1–4, 7, 8]. Реже ОЭ используют в качестве жидкости гидроразрыва пласта (ГРП) [1, 9], надпакерных жидкостей при консервации скважин [3], доставки в ПЗП ингибиторов солеотложения [10], ограничения водопритоков в добывающих скважинах и перераспределения потоков воды на объектах нагнетания [1, 11–13], предупреждения газогидратов в стволе скважин [14].

Анализ проблемы

К настоящему времени ряд важнейших потенциальных возможностей ОЭ не раскрыты как в плане совершенствования их составов, так и технологических приемов практической реализации, в частности, применительно к глушению скважин.

Глушение скважин перед проведением в них ПРС и КРС осуществляется по двум распространенным технологиям: полное замещение скважинной жидкости на жидкость глушения (ЖГ) и комбинированное глушение с постановкой низкофильтрующих блок-пачек против интервала перфорации с последующим размещением до устья более легкой жидкости, как правило, пластовой воды или растворов солей [1, 3–8]. При использовании водных ЖГ и загущенных полимерами блок-пачек их фильтрация в ПЗП может способствовать прохождению ряда негативных процессов, связанных преимущественно с кольматацией флюидопроводящих каналов и водонасыщением ПЗП [1–8, 15]. Особенно критичен последний фактор для низкообводненного фонда скважин (обводненность $w \leq 30\%$), когда повышение доли водонасыщенности коллекторского пространства резко снижает относительную фазовую проницаемость (ОФП) для притока нефти [8]. В этом плане более предпочтительны ОЭ, которые обладают низкой инфильтрацией в пласт, а при разложении в меньшей степени снижают ОФП для нефти.

Экспериментальные пути решения

Стеновыми экспериментами на искусственных и терригенных кернах пласта Ю₁ Южно-Харампурского месторождения со значениями проницаемости $k = (6–8) \cdot 10^{-3}$ мкм² установлен коэффициент восстановления их проницаемости (β) на модели нефти после контакта с ОЭ под репрессией на уровне $\beta = 0,92–1,02$ при наличии в составе ОЭ мелкодисперсных понизителей фильтрации, обеспечивающей проникновение в ПЗП только углеводородной среды [1]. Подобные результаты получены зарубежными исследователями [15].

Одной из основных причин раннего обводнения добывающих скважин является изначально низкая нефтенасыщенность эксплуатируемых продуктивных пластов. В частности, это было характерно для Суторминского и Мамонтовского месторождений Западной Сибири с началом их разработки [16, 17]. Предполагается сосредоточение именно в ПЗП небольшой области повышенной водонасыщенности, которая контролирует определяющее поступление пластовой воды в ствол скважин по сети наиболее проницаемых каналов пропорционально росту вязкости нефти [18].

Данное обстоятельство требует исключения дополнительного привнесения в ПЗП водной фазы из состава используемых технологических жидкостей при вторичном вскрытии, глушении скважин и других интенсифицирующих обработках и, наоборот, углеводородонасыщение ПЗП может позитивно отразиться на дебите скважин в послеремонтный период.

Путем загущения товарной нефти, газового конденсата или дизтоплива кальциевым резинатом

Результаты эксперимента по загущению раствора тарина

Параметр	Значение									
Объем дополнительно вводимой водной фазы, %	–	10	20	30	40	50	60	70	100	150
Соотношение «раствор тарина – дизтопливо» 30:70										
η , мПа·с	31	54	50	51	52	58	85	108	181	384
Соотношение «раствор тарина – дизтопливо» 50:50										
η , мПа·с	30	51	78	118	176	247	–	–	–	–

канифоли и органобентонитом получена углеводородная жидкость УТЖ-VIP с диапазоном плотности 760-1200 кг/м³ путем дополнительного ввода мелкодисперсного гидрофобного мела [4]. Она стабильна до $t = 80-120$ °С и характеризуется увеличением значений эффективной вязкости с ростом температуры до 80 °С от 1000 до ~ 3600 мПа·с при низких градиентах сдвига. «УТЖ-VIP» успешно использовалась на добывающих объектах Западной Сибири и Удмуртии при перфорации, глушении и консервации скважин в качестве блок-пачки с частичной задавкой в ПЗП.

По нашему мнению, разработка углеводородных жидкостей со значениями плотности <1000 кг/м³ для комбинированного глушения скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) малоперспективна, так как ствол скважины заполняется пресной или низкоплотной пластовой водой, которая вытеснит такую блок-пачку из перфорационного интервала. Лучшим вариантом будет использование углеводородных жидкостей плотностью ≥ 1000 кг/м³ с частичной их задавкой в ПЗП.

Так, в последние годы все более серьезное внимание уделяется разработке экологически приемлемых составов для бурения и глушения скважин, в том числе и вторичных продуктов их очистки на основе природных масел [2, 5, 19, 20]. В работе [19] описано получение загущенного касторового масла плотностью 997 кг/м³ дополнительным вводом 4 % кальциевого резината канифоли и 3 % органобентонита. Вводом раствора СаСl₂ до 30 об. % получена ОЭ плотностью 1040 кг/м³ с термостабильностью до 120 °С.

С использованием 5–6 об.% кубовых остатков производства себациновой кислоты, которая входит в состав касторового масла, путем их омыления в дизтопливе 40%-ным раствором NaOH получены структурированные гели с термостабильностью до 90 °С [10]. Такие гели самопроизвольно диспергируют водную фазу в виде растворов солей многовалентных металлов с формированием ОЭ.

Результаты экспериментов

Ниже представлены результаты экспериментов по загущению раствора тарина с кислотным числом 22,2 мгКОН/г (50%-ный раствор пека таллового масла в углеводородах, содержащего 16–21 % смоляных и 27–38 % жирных кислот) в дизтопливе, путем предварительной обработки 20%-ным раствором NaOH и последующим смешиванием с

пластовой девонской водой Ромашкинского месторождения плотностью 1128 кг/м³ [1]. Значения η , снимали при 20 °С и градиенте сдвига 145,8 с⁻¹ (табл. 1).

Подобным образом могут быть получены углеводородные гели и ОЭ с использованием доступного таллового масла, жирных кислот таллового масла, канифоли.

Наиболее приемлемый подход к получению гелей на основе растительных масел (подсолнечное, кукурузное, хлопковое, рапсовое, соевое, касторовое, пальмовое, талловое), а также масложировых гудронов, рыбьего жира и др. заключается в их омылении щелочными агентами при повышенных температурах. Последующий ввод растворов солей многовалентных металлов (СаСl₂, MgСl₂, AlСl₃, FeСl₃ и др.) позволит легко получить ОЭ необходимой плотности [2].

Такие ОЭ могут дополнительно содержать антифильтранты: лигносульфонаты технические до 4 об. % и до 2 % крахмала [1].

С целью снижения расхода масел могут использоваться их композиции с низкотоксичными углеводородами.

При глушении низкотемпературных пластов в качестве блок-пачек или предварительного нагнетания в ПЗП оторочки с последующим размещением в стволе скважин пластовой воды или водного раствора необходимой плотности могут быть рекомендованы углеводородные растворы маслорастворимых этоксилированных ПАВ, в частности неонола АФ₉-6. Для таких композиций, а также их сочетания с неололом АФ₉-12 характерно самопроизвольное смешивание с водной фазой при интенсивном увеличении вязкости до температуры 35–40 °С [12]. В работе [21] установлено формирование ОЭ с пастообразной структурой при концентрации неонола АФ₉-6 в углеводородах 8–10 % после ввода от 6 до 10 объемов минерализованной воды (130–200 г/дм³).

Одним из отличительных свойств водомаслорастворимых этоксилированных ПАВ, например неонола АФ₉-6, является стабилизация прямых эмульсий при низких температурах, а с ее повышением – обратных – вследствие полного перехода в масляную фазу [2, 22]. Таким образом могут быть получены ОЭ из прямых микроэмульсий с содержанием водной фазы до 90 % путем нагрева до 30–50 °С [23].

Такие составы под торговой маркой СНПХ-9633 широко использовались для ограничения притока воды в добывающих скважинах и перераспределения

Таблица 2

Активность воды в насыщенных растворах солей при 25 °С

Соль	C , мас. %	a_w	Соль	C , мас. %	a_w
HCl	41,4	0,111	MgCl ₂ ·6H ₂ O	35,7	0,330
NH ₄ NO ₃	68,2	0,611	MgSO ₄ ·6H ₂ O	30,7	0,870
NH ₄ Cl	28,3	0,771	CaCl ₂ ·6H ₂ O	45,1	0,287
NaCl	26,5	0,753	Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	58,0	0,491
NaNO ₃	47,8	0,738	CaBr ₂ ·6H ₂ O	60,2	0,146
Формиат Na	47,4	0,620	ZnCl ₂ ·3H ₂ O	80,3	0,030
NaBr	48,6	0,577	ZnBr ₂ ·2H ₂ O	82,5	0,072
KCl	26,5	0,843	AlCl ₃ ·6H ₂ O	31,6	0,400
K ₂ CO ₃	53,0	0,428	Al(NO ₃) ₃	40,2	0,602
KNO ₃	28,0	0,924	Глицерин	100	0,180
Формиат K	76,8	0,280	–	–	–

Таблица 3

Концентрация солей, при которых $a_w = 0,5$ при 25 °С

Соль	C , мас. %	Соль	C , мас. %	Соль	C , мас. %
NaOH	28,2	MgBr ₂	43,8	ZnBr ₂	63,9
KOH	33,8	CaCl ₂	35,6	AlCl ₃	28,2
Формиат K	58,0	CaBr ₂	47,1	Глицерин	80,0
MgCl ₂	30,3	ZnCl ₂	53,2	–	–

водных потоков на нагнетательных объектах [13]. Подобные композиции предложены венгерскими учеными [24, 25].

С целью расширения температурного диапазона практического использования реверсирующих эмульсий считаем целесообразным проведение исследований с углеводородными композициями АФ₃-6, дополнительно включающими маслорастворимые эмульгаторы ОЭ. Получение таких ОЭ не требует использования специальных диспергаторов, в качестве водной фазы может использоваться вода любой степени минерализации, ее переход в пастообразное состояние происходит при введении $\geq 0,5$ объема водной фазы, а интенсивный набор вязкости при вводе всего 0,1 объема от исходного объема углеводородной композиции.

Регулирование плотности ОЭ до значений ~ 1700 кг/м³ осуществляется путем использования водных растворов NaCl, KCl, MgCl₂, CaCl₂, Ca(NO₃)₂, ZnCl₂, CaBr₂, ZnBr₂, формиатов натрия, калия и их сочетанием при объемном содержании до ≈ 70 %.

В работе [2] представлены свойства ОЭ плотностью до 1310 кг/м³ с использованием подщелоченных до pH = 8–9 растворов Ca(NO₃)₂, плотностью до 1367 кг/м³ с использованием подщелоченных до pH ≈ 11 растворов смеси CaCl₂ + CaBr₂ и плотностью до 1545 кг/м³ с использованием подщелоченной до pH = 5,6 смеси CaBr₂ + ZnCl₂ при объемном содержании водной фазы 60 % на основе дизтоплива и нефти Суторминского месторождения. ОЭ с Ca(NO₃)₂ и CaCl₂ + CaBr₂ термостабильны до ~ 150 °С, а с CaCl₂ + ZnCl₂ – до 100 °С.

Для термостабилизации ОЭ, повышения структурно-реологических свойств и снижения фильтрации углеводородной среды рекомендован

дополнительный ввод латекса до 5 об. % и сочетание латекса с бентонитовой глиной (до 10 кг/м³) [2, 26].

Для вторичного вскрытия продуктивных интервалов горизонтальных скважин в Норвежском секторе Северного моря использовались ОЭ плотностью 1650 кг/м³ с внутренней фазой раствора формиата цезия плотностью 2200 кг/м³ и ОЭ плотностью 1350 кг/м³ с раствором CaBr₂ плотностью 1650 кг/м³, стабилизированные 3,5 об. % эмульгатора, 2 кг/м³ органобентонита, 5 кг/м³ силикатной муки и 30–90 кг/м³ мела с термостабильностью при 115 °С в течение 7 недель [27].

Стеновыми экспериментами на высокопроницаемых ядрах Berea $k = 0,5–0,8$ мкм² установлено 100%-ное восстановление их проницаемости для нефти после предварительной фильтрации ОЭ плотностью 1702 кг/м³ с использованием раствора CaBr₂ + ZnBr₂ плотностью 2301 кг/м³ и 56%-ное восстановление проницаемости – в низкопроницаемых ядрах $k = 0,06–0,08$ мкм² [28]. Дополнительный ввод мела 114 кг/м³ в ОЭ при фильтрации 0,1 порового объема (ПО) снизил проницаемость ядра с 0,08 до 0,02 мкм² с восстановлением до 0,05 мкм² после обратной фильтрации 0,4 ПО дизтоплива, а 0,4 ПО 15 %-ной HCl – до 0,08 мкм².

При фильтрации ОЭ в коллекторском пространстве происходит поглощение водной фазы из глинистых коллекторов даже с остаточной водонасыщенностью через адсорбционно сольватный слой эмульсий с внутренней фазой, представленной растворами электролитов и многоатомными спиртами [2, 29–33]. Движущей силой этого процесса является осмотическое давление ($P_{осм}$), направленное для потока воды из глинистых минералов в глобулы ОЭ, пропорциональное снижению активности воды

(a_w) в них по сравнению с ее активностью в минералах. Значение $P_{осм}$ определяется формулой:

$$P_{осм} = -\frac{RT}{V_w} \ln a_w, \text{ МПа}$$

где R – универсальная газовая постоянная, $\text{дм}^3 \cdot \text{МПа} / \text{моль} \cdot \text{К}$; T – абсолютная температура, К ; V_w – парциальный мольный объем воды, $\text{дм}^3 / \text{моль}$.

Величины a_w в низкопроницаемых сланцевых коллекторах $k = 0,34 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ составляют 0,78, а при $k = 0,026 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – 0,89 [32]. Для иллитовых сланцев $a_w \approx 0,7-0,75$. Методика оценки устойчивости образцов водочувствительных глин в ОЭ изложена в [31].

В табл. 2, 3 приведены данные по активности воды в растворах распространенных солей и глицерина [2].

Данная проблема нарушения целостности продуктивных заглинизированных коллекторов и резкого снижения их проницаемости при контакте с водными системами характерна для пласта Ю₀ Баженовской свиты, содержащего ~ 2 % остаточной воды, с естественной трещиноватостью, что требует их глушения углеводородными составами с минимальной репрессией [34, 35].

Разработка Ачимовской толщи ряда месторождений Западной Сибири связана с интенсивными притоками воды вследствие недонасыщенностью нефтью и чрезмерной остаточной водонасыщенностью, распространением трещин ГРП в водонасыщенные интервалы и формированием трещин автоГРП от нагнетательных до добывающих скважин [36, 37].

Эффективная разработка перспективных залежей газа в низкопроницаемых, заглинизированных и водонасыщенных Туронских отложениях Западной Сибири, залегающих на глубинах 950–1100 м, возможна с использованием на всех этапах строительства и эксплуатации скважин составов на углеводородной основе или спиртосодержащих [38, 39].

Полного нивелирования водонасыщенности ПЗП при использовании ОЭ можно добиться при замене их водной фазы на многоатомные спирты [28].

Заслуживает пристального внимания проблема точного определения скорости осаждения ОЭ в

среде скважинных жидкостей. Эмпирические результаты из работ [6, 40] удовлетворительно коррелируют между собой и расчетной формулой из [1]. Вместе с тем при осаждении ОЭ через нефтяную среду, заполняющую ствол скважины, произойдет их частичное смешивание с потерей плотности [1]. Это обстоятельство также требует экспериментальной проверки.

Заключение

На основании проделанного обзора ключевых и перспективных проблем использования обратных эмульсий для глушения скважин можно определить перечень важных задач для их совершенствования.

1. Проведение стендовых испытаний скорости осаждения ОЭ по стволу скважин в зависимости от разности плотности, вязкости фаз и зоны смешивания с нефтью.

2. Получение ОЭ методом *in situ* с использованием природных масел или их композиций с углеводородами путем предварительного омыления щелочными агентами и последующего диспергирования с растворами солей многовалентных электролитов.

3. Анализ поведения самопроизвольных ОЭ из комбинации этоксилированных ПАВ и маслорастворимых эмульгаторов в углеводородной среде с последующим вводом минерализованных растворов.

4. Получение и исследование ОЭ с многоатомными спиртами в качестве внутренней фазы с последующей оценкой устойчивости в их среде интенсивно гидратирующихся глин и коэффициента восстановления проницаемости водонасыщенных глинистых кернов для нефти после их контакта с такими ОЭ.

5. Получение и исследование высокоплотных ОЭ с использованием солей CaBr_2 , ZnCl_2 , ZnBr_2 и их смесей для глушения скважин с водочувствительными коллекторами, АВПД и повышенной пластовой температурой.

6. Стендовые исследования на кернах эффективности технологии глушения скважин путем предварительного тампонирувания ПЗП углеводородными гелями с последующим размещением по всему стволу скважин водных жидкостей необходимой плотности.

Библиографический список

1. Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 353 с.
2. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
3. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
4. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – 2-е изд., доп. и перераб. – Краснодар, 2009. – 337 с.
5. Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Хвоцин П.А. Теория и практика использования инвертно-эмульсионных растворов в процессах строительства скважин. – Пермь: Астер, 2016. – 148 с.
6. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров, А.Я. Соловьев, В.Г. Султанов [и др.] – М.: Химия, 2008. – 440 с.
7. New alternatives of water shutoff treatments: Application of water sensitive metastable systems / I. Lakatos, J. Lakatos-Szabo, T. Bodi, A. Vago // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. 2008, February. OnePetro. DOI: 10.2118/112403-MS
8. Глущенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: в 5 т. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. Призабойная зона пласта и техногенные факторы ее состояния. – 650 с.
9. Caenn R., Darley H. C. H., Gray G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids. – Gulf professional publishing, 2011. – 696 p.
10. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 423 с.
11. Guan H., Sorbie K.S., Mackay E.J. The Comparison of Non-Aqueous and Aqueous Scale Inhibitor Treatments: Experimental and Modeling Studies // SPE Production & Operations. – 2006. – № 21(04). – P. 419–429. DOI:10.2118/87445-па
12. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритокков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири: учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
13. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахавудинов, Р.С. Хисамов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.

14. Собанова О.Б., Федорова И.П. Технологии применения углеводородных композиций ПАВ (реагент СНПХ-9633) для обработки призабойной зоны скважин и повышения нефтеотдачи пластов // НТЖ. Георесурсы. – 2011. – № 3. – С. 25–27.
15. Skodvin T. Formation of Gas Hydrates in Stationary and Flowing W/O Emulsions // *Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology*. – 2001. – P. 695–705. DOI: 10.1201/9781420029581.ch29
16. Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in / C. Dalmazzone [et al.] // *SPE Production & Operations*. – 2006. – Vol. 21, № 01. – P. 66–73. DOI: 10.2118/86498-PA
17. Причины раннего обводнения нефтяных скважин Суторминского месторождения / Р.Н. Мухаметзянов, Р.Э. Халимов, В.В. Кузнецов, А.А. Бродский // Геология нефти и газа. – 1988. – № 10. – С. 44–47.
18. Влияние нефтенасыщенности и проводимости коллекторов в водонефтяных зонах Мамонтовского месторождения на величину начальной обводненности продукции скважин / И.Н. Антонова, О.И. Бутолин, О.И. Владимиров, В.Т. Погоничев // Нефтепромышленное дело. – 1998. – № 4-5. – С. 32–37.
19. О возможном механизме обводнения добывающих скважин, эксплуатирующих залежи вязкой и высоковязкой нефти / И.В. Владимиров, Т.Г. Казакова, Р.В. Вафин [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2004. – № 6. – С. 73–77.
20. Федосов Р.И., Кошелев В.Н., Татаринов А.В. Загущенное касторовое масло и эмульсии на его основе – новый вид экологически безопасных буровых растворов для морского бурения // Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – Вып. 12. – С. 109–116.
21. Разработка и испытания селективного изолирующего состава и технологии его применения / Ю.А. Вердеревский, С.Н. Головкин, Н.Х. Борисова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 2–30.
22. Spontaneous emulsification: Mechanisms, physicochemical aspects, modeling, and applications / J.C. López-Montilla [et al.] // *Journal of dispersion science and technology*. – 2002. – Т. 23, № 1-3. – P. 219–268. DOI: 10.1080/01932690208984202
23. Novel preparation methods for highly concentrated water-in-oil emulsions / R. Pons [et al.] // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 1994. – Vol. 91. – P. 259–266. DOI: 10.1016/0927-7757(94)02950-4
24. Novel Water Shutoff Treatments in Gas Wells Using Petroleum External Solutions and Microemulsions / I.J. Lakatos, J. Lakatos-Szabo, G. Szentes, M. Vadaszi, A. Vago // *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. – 2013. DOI:10.2118/165175-ms
25. Глущенко В.Н. Латексодержащие обратные эмульсии // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 46–47.
26. New Low-Solids Oil-Based Mud Demonstrates Improved Returns as a Perforating Kill Pill / P. Jiang, K. Taugbøl, E. Alterås, C. Mo // *SPE Drilling & Completion*. – 2003. – Vol. 18(02). – P. 169–176. DOI: 10.2118/83696-pa
27. Ezzat A.M., Blattel S.R. Solids-free brine-in-oil emulsions for well completion // *SPE drilling engineering*. – 1989. – Vol. 4(04). – P. 300–306. DOI: 10.2118/17161-PA
28. Patent 5072794 US, Alcohol-in-oil drilling fluid systems / Artur H. Hale, George C. Blytas. – Publ. 17.12.1991. – P. 1–18.
29. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
30. Mondshine T.C. New technique determines oil-mud salinity needs in shale drilling // *Oil and Gas Journal*. – 1969. – Vol. 14. – P. 70–75.
31. Simpson J.P., Dearing H.L. Diffusion Osmosis-An unrecognized cause of shale instability // *IADC/SPE Drilling Conference*. – 2000, February. OnePetro. DOI: 10.2118/59190-MS
32. Oort E.V. Physico-Chemical Stabilization of Shales // *SPE paper*. – 1996. – 37623. – P. 523–538.
33. Карпов В.А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 8. – С. 28–34.
34. Андреева А.Н., Стрижнев К.В., Алексеев Ю.В. Первые результаты работы над концепцией полигона общего доступа «Бажен» // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 22–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-22-27
35. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, П.А. Туренков, С.А. Горбунов – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.
36. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования / М.В. Букатов, Д.Н. Пескова, М.Г. Ненашева [и др.] // *PRO нефть*. – 2018. – № 2. – С. 16–21.
37. Исследование керна туронской газовой залежи для подбора оптимальных технологических жидкостей / В. Гусаков, В. Сингизова, А. Макатров, А. Телин // *Oil and Gas Journal Russia*. – 2014. – Август. – С. 48–51.
38. Основные положения методики подсчета запасов и проектирования разработки газовых пластов в низкопроницаемых туронских отложениях на активах ПАО «НК» Роснефть / О.А. Познюк, К.Б. Кузив, А.Н. Киселев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 32–38. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-32-38
39. Королев С., Бояркин А. Высокоэффективная технология глушения скважин с применением блокирующих жидкостей на углеводородной основе // Бурение и нефть. – 2006. – № 2. – С. 15–17.

References

1. Glushchenko V.N., Orlov G.A., Silin M.A. Tekhnologicheskie protsessy vskrytiia plastov i dobychi nefiti s ispol'zovaniem obratnykh emul'sii [Technological processes of opening reservoirs and oil production using reverse emulsions]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2008, 353 p.
2. Glushchenko V.N. Obratnye emul'sii i suspenzii v neftegazovoi promyshlennosti [Inverse emulsions and suspensions in the oil and gas industry]. Moscow: Moscow: Interkontakt Nauka, 2008, 725 p.
3. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Tekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlia povysheniia produktivnosti neftiannykh i gazovykh skvazhin [Technological fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells]. Moscow: OOO "Nedra-Biznestsentr", 2004, 711 p.
4. Riabokon' S.A. Tekhnologicheskie zhidkosti dlia zakanchivaniia i remonta skvazhin [Process fluids for well completion and workover]. 2nd ed. Krasnodar, 2009, 337 p.
5. Nekrasova I.L., Garshina O.V., Khvoshchin P.A. Teoriia i praktika ispol'zovaniia invertno-emul'sionnykh rastvorov v protsessakh stroitel'stva skvazhin [Theory and practice of using invert-emulsion solutions in well construction processes]. Perm': Aster, 2016, 148 p.
6. Petrov N.A., Solov'ev A.I.a., Sultanov V.G. et al. Emul'sionnye rastvory v neftegazovykh protsessakh [Emulsion solutions in oil and gas processes]. Moscow: Khimiia, 2008, 440 p.
7. Lakatos I., Lakatos-Szabo J., Bodi T., Vago A. New alternatives of water shutoff treatments: Application of water sensitive metastable systems. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. 2008, February. OnePetro. DOI: 10.2118/112403-MS
8. Glushchenko V.N., Silin M.A. Neftepromyslovaia khimiia [Oilfield chemistry]. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, vol. 3. Prizaboinaia zona plasta i tekhnogennye faktory ee sostoiianiia, 650 p.
9. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids. Gulf professional publishing, 2011, 696 p.
10. Magadova L.A., Silin M.A., Glushchenko V.N. Neftepromyslovaia khimiia. Tekhnologicheskie aspekty i materialy dlia gidrorazryva plasta [Oilfield chemistry. Technological aspects and materials for hydraulic fracturing]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2012, 423 p.
11. Guan H., Sorbie K.S., Mackay E.J. The Comparison of Non-Aqueous and Aqueous Scale Inhibitor Treatments: Experimental and Modeling Studies. *SPE Production & Operations*, 2006, no. 21(04), pp. 419–429. DOI: 10.2118/87445-pa
12. Silin M.A., Eliseev D.Iu., Kulikov A.N. Optimizatsiia primeneniia tekhnologii ogranicheniia vodopritokov i povysheniia nefteotdachi plastov na zalezkhakh trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti Zapadnoi Sibiri [Optimization of the use of technologies for limiting water inflows and increasing oil recovery in deposits of unconventional oil reserves in Western Siberia]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2011, 159 p.
13. Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S. Uvelichenie nefteotdachi na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii. Teoriia. Metody. Praktika [Enhanced oil recovery at a late stage of field development. Theory. Methods. Practice]. Moscow: OOO "Nedra-Biznestsentr", 2004, 292 p.
14. Sobanova O.B., Fedorova I.P. Tekhnologii primeneniia uglevodородnykh kompozitsii PAV (reagent SNPCh-9633) dlia obrabotki prizaboinoi zony skvazhin i povysheniia nefteotdachi plastov [Technologies for application of hydrocarbon-base surfactant compositions (reagent SNPCh-9633) for bottom-hole treatment and enhanced oil recovery]. *Nauchno-tekhnicheskii zhurnal Georesursy*, 2011, no. 3, pp. 25–27.
15. Skodvin T. Formation of Gas Hydrates in Stationary and Flowing W/O Emulsions. *Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology*, 2001, pp. 695–705. DOI: 10.1201/9781420029581.ch29
16. Dalmazzone C. et al. Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in. *SPE Production & Operations*, 2006, vol. 21, no. 01, pp. 66–73. DOI: 10.2118/86498-PA

17. Mukhametzyanov R.N., Khalimov R.E., Kuznetsov V.V., Brodskii A.A. Prichiny rannego obvodneniia neftianykh skvazhin Sutorminskogo mestorozhdeniia [Causes of early flooding of oil wells in the Sutorminskoye field]. *Geologiya nefi i gaza*, 1988, no. 10, pp. 44-47.
18. Antonova I.N., Butolin O.I., Vladimirov O.I., Pogonishchev V.T. Vliianie neftenasyshchennosti i provodimosti kollektorov v vodoneftianykh zonakh Mamontovskogo mestorozhdeniia na velichinu nachal'noi obvodnennosti produktsii skvazhin [Influence of oil saturation and conductivity of reservoirs in the water-oil zones of the Mamontovskoye field on the value of the initial water cut of well production]. *Neftpromyslovoe delo*, 1998, no. 4-5, pp. 32-37.
19. Vladimirov I.V., Kazakova T.G., Vafin R.V. et al. O vozmozhnom mekhanizme obvodneniia dobyvaiushchikh skvazhin, ekspluatiruiushchikh zalezhi viazkoj i vysokoviazkoj nefi [On a possible mechanism for watering production wells that exploit deposits of viscous and high-viscosity oil]. *Neftpromyslovoe delo*, 2004, no. 6, pp. 73-77.
20. Fedosov R.I., Koshelev V.N., Tatarinov A.V. Zagushchennoe kastorovoe maslo i emul'sii na ego osnove - novyi vid ekologicheskii bezopasnykh burovnykh rastvorov dlia morskogo bureniia [Thickened castor oil and emulsions based on it - a new type of environmentally friendly drilling fluids for offshore drilling]. *Zakanchivanie i remont skvazhin v usloviakh depressii na produktivnye plasty. Sbornik nauchnykh trudov OAO NPO "Burenie"*. Krasnodar, 2004, iss. 12, pp. 109-116.
21. Verderevskii Iu.A., Golovko S.N., Borisova N.Kh. et al. Razrabotka i ispytaniia selektivnogo izoliruiushchego sostava i tekhnologii ego primeneniia [Development and testing of selective insulating composition and technology of its application]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1998, no. 2, pp. 2-30.
22. López-Montilla J.C. et al. Spontaneous emulsification: Mechanisms, physicochemical aspects, modeling, and applications. *Journal of dispersion science and technology*, 2002, vol. 23, no. 1-3, pp. 219-268. DOI: 10.1080/01932690208984202
23. Pons R. et al. Novel preparation methods for highly concentrated water-in-oil emulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1994, vol. 91, pp. 259-266. DOI: 10.1016/0927-7757(94)02950-4
24. Lakatos I.J., Lakatos-Szabo J., Szentés G., Vadaszi M., Vago A. Novel Water Shutoff Treatments in Gas Wells Using Petroleum External Solutions and Microemulsions. *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*, 2013. DOI:10.2118/165175-ms
25. Glushchenko V.N. Latekssoderzhashchie obratnye emul'sii [Latex Containing inverse emulsions]. *Burenie i nefi*, 2007, no. 1, pp. 46-47.
26. Jiang P., Taugbøl K., Alterås E., Mo C. New Low-Solids Oil-Based Mud Demonstrates Improved Returns as a Perforating Kill Pill. *SPE Drilling & Completion*, 2003, vol. 18(02), pp. 169-176. DOI: 10.2118/83696-pa
27. Ezzat A.M., Blattel S.R. Solids-free brine-in-oil emulsions for well completion. *SPE drilling engineering*, 1989, vol. 4(04), pp. 300-306. DOI: 10.2118/17161-PA
28. Artur H. Hale, George C. Blytas. Patent 5072794 US, Alcohol-in-oil drilling fluid systems. Publ. 17.12.1991, pp. 1-18.
29. Novikov V.S. Ustoichivost' glinistykh porod pri burenii skvazhin [Stability of Clay Rocks in Well Drilling]. Moscow: Nedra, 2000, 270 p.
30. Mondshine T.C. New technique determines oil-mud salinity needs in shale drilling. *Oil and Gas Journal*, 1969, vol. 14, pp. 70-75.
31. Simpson J.P., Dearing H.L. Diffusion Osmosis-An unrecognized cause of shale instability. *IADC/SPE Drilling Conference*, 2000, February. OnePetro. DOI: 10.2118/59190-MS
32. Oort E.V. Physico-Chemical Stabilization of Shales. *SPE paper*, 1996, 37623, pp. 523-538.
33. Karpov V.A. Ob osobom tipe prirodnoho rezervuara UV v bazhenovskoi svite Zapadnoi Sibiri [About a special type of natural hydrocarbon reservoir in the Bazhenov formation of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 8, pp. 28-34.
34. Andreeva A.N., Strizhnev K.V., Alekseev Iu.V. Pervye rezul'taty raboty nad kontseptsiei poligona obshchego dostupa "Bazhen" [First results of work on concept of field test site with public access Bazhen]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 3, pp. 22-27. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-22-27
35. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov P.A., Gorbunov S.A. Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoi tolschi Zapadnoi Sibiri [Geology and oil and gas potential of the Achimov formation of Western Siberia]. Moscow: Izdatel'stvo Akademii gornykh nauk, 2000, 247 p.
36. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G. et al. Kliucheveye problemy osvoiniia achimovskikh otlozhenii na raznykh masshtabakh issledovaniia [Achimov Deposit - Key Development Issues from Different Study Perspectives]. *PRO nefi*, 2018, no. 2, pp. 16-21.
37. Gusakov V., Singizova V., Makatrov A., Telin A. Issledovanie kerna turonskoi gazovoi zalezhi dlia podbora optimal'nykh tekhnologicheskikh zhidkostei [Study of the core of the Turonian gas deposit for the selection of optimal process fluids]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2014, Avgust, pp. 48-51.
38. Lozniuk O.A., Kuziv K.B., Kiselev A.N. et al. Osnovnye polozeniia metodiki podscheta zapasov i proektirovaniia razrabotki gazovykh plastov v nizkopronitsaemykh turonskikh otlozheniakh na aktivakh PAO "NK" Rosneft' [Main principles of reserves estimation and reservoir engineering in low-permeable Turonian gas reservoirs at Rosneft assets]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 11, pp. 32-38. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-32-38
39. Korolev S., Boiarkin A. Vysokoeffektivnaia tekhnologiya glusheniia skvazhin s primeneniem blokiruiushchikh zhidkostei na uglevodorodnoi osnove [Highly efficient well killing technology using oil-based blocking fluids]. *Burenie i nefi*, 2006, no. 2, pp. 15-17.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.