

УДК 622.276.65

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-56-66

Научная статья

EDN: OKXLKE

ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

О.В. Тюкавкина¹, Я.А. Круглов²

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ,
г. Москва, РФ

² АО «ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ
ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ» (АО «ИГРГИ»),
г. Москва, РФ

В данной статье рассматриваются проблемы, возникающие при проведении ремонтов скважин при разработке пластов с терригенным типом коллектора на месторождениях Восточной Сибири. Отмечено, что использование водных растворов для глушения скважин приводит к снижению продуктивности на 20–40% из-за коагуляции призабойной зоны, вызванной взаимодействием воды с ангидритом, присутствующим в породе. Для решения данной проблемы предлагается применение обратных водонефтяных эмульсий, которые предотвращают ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта и минимизируют риск потери циркуляции.

В статье подробно описаны методология коагуляции призабойной зоны пласта B_{10} хамакинского горизонта, методы подготовки эмульсий на основе товарной нефти и солевого раствора, а также представлены методики расчета для достижения необходимой плотности жидкости. Результаты исследования подчеркивают высокую эффективность данных эмульсий в условиях низких пластовых давлений и температур и делают акцент на их преимуществах по сравнению с традиционными водными растворами.

В статье кратко приводятся сведения о геологическом строении пласта B_{10} хамакинского горизонта, как объекта разработки, обусловленного сложным строением и тектоническими факторами, влияющими как на выбор подходов к вскрытию и выработке данного объекта, так и на подбор и адаптацию жидкости глушения с учетом осложняющих геологических и технологических факторов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: хамакинский горизонт, растворы на углеводородной основе, ремонт скважин, продуктивность скважин

Original article

SELECTION OF PROCESS FLUIDS TO IMPROVE THE QUALITY OF WELL DAMPING AND REPAIR IN CONDITIONS OF ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURES OF THE KHAMAKINSKY HORIZON (EASTERN SIBERIA)

O.V. Tyukavkina¹, Ya.A. Kruglov²

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RF

² JSC «INSTITUTE OF GEOLOGY AND FOSSIL
FUEL DEVELOPMENT» (JSC IGRGI),
MOSCOW, RF

This article examines the challenges encountered during wellbore workovers in terrigenous reservoirs in Eastern Siberia. It is noted that the use of aqueous solutions for well killing results in a 20–40% reduction in productivity due to wellbore colmatation caused by the interaction of water with anhydrite present in the rock. To address this issue, the use of inverted water-in-oil emulsions is proposed. These emulsions prevent deterioration of reservoir properties and minimize the risk of lost circulation.

The article describes in detail the methodology for wellbore colmatation in the B_{10} formation of the Khamakinsky horizon, methods for preparing emulsions based on commercial oil and brine, and presents calculation methods for achieving the required fluid density. The study results highlight the high efficiency of these emulsions under low reservoir pressures and temperatures and highlight their advantages over traditional aqueous solutions.

The article briefly presents information on the geological structure of the B_{10} layer of the Khamakinsky horizon, as a development object, due to the complex structure and tectonic factors that influence both the choice of approaches to the opening and development of this object, and the selection and adaptation of the killing fluid, taking into account complicating geological and technological factors.

KEY WORDS: Khamakinsky horizon, hydrocarbon based solutions
Well repair, well productivity

ВВЕДЕНИЕ

Постановка проблемы. Для выявления причин недостижения потенциальных дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин необходимо установить основные факторы, влияющие на продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта [33], обусловленные геологическими и технологическими факторами, например, воздействием технологических жидкостей и их фильтрата на горную породу [18]. Первичное вскрытие приводит к нарушению естественного равновесного состояния в пласте-коллекторе, при этом изменение температуры, давления, состава и соотношения насыщающих поровое пространство флюидов, проникновение посторонних химических веществ и выбуренной мелкодисперсной твердой фазы влияют на физико-химические процессы, в результате которых снижается потенциальная продуктивность скважин, что отмечалось в работах [9, 20, 38].

Факторы, определяющие продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытиях можно разделить на две основные группы:

- увеличение вязкости подвижных фаз (характерные признаки – снижение подвижности пластовых флюидов за зоной проникновения; снижение подвижности пластовых флюидов в зоне проникновения);
- увеличение фильтрационного сопротивления (характерные признаки – сокращение эффективного радиуса фильтрующих каналов, особенно в низкопроницаемых коллекторах; закупорка фильтрационных каналов в пристволенной части призабойной зоны пласта (ПЗП); – заполнение естественных (либо искусственных, например, образованных в результате гидроразрыва пласта) крупных каналов и трещин буровым и тампонажным раствором; деформация фильтрующего пространства, заполнение частицами и обломками горной породы).

В работах авторов [14, 31, 32] рассмотрен комплекс работ при вторичном вскрытии пласта, а также комплекс и последовательность операций, предусматривающих восстановление гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной, в [5-8, 21-23, 25-28] предложены методы и составы для глушения, которые учитывают термобарические факторы и минимизируют риски негативного воздействия на окружающую среду. Отмечено, что жидкость глушения может проникать в пласт на большую глубину, чем буровой раствор и его фильтрат, за счет репрессии, меньшей вязкости и др. В результате происходит изменение свойств пластовых флюидов, выделение газообразных и твердых углеводородов из растворенного состояния, образование эмульсий и газовых дисперсий на границе смешивания, увеличение водонасыщенности ПЗП, набухание и/или диспергирование гидратирующих материалов, сорбция асфальтосмолистых компонентов и химических реагентов на по-

верхности фильтрующего пространства, что является осложняющими факторами при вторичном вскрытии продуктивного пласта после текущих и капитальных ремонтов скважин (ТРС, КРС), что также является одной из проблем для подбора жидкостей глушения [16, 17] и требует экспериментального подхода к их подбору и опробованию для пластов хамакинского горизонта, эксплуатируемых в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) и аномально низких пластовых температур (АНПТ), обусловленных сложным геологическим строением разрабатываемого объекта (пласт В10).

Особенности геологического строения исследуемой площади как фактора, влияющего на эффективность комплекса мероприятий при вторичном вскрытии пласта В₁₀ после ТРС и КРС.

Характерной особенностью позднеархейского и раннепротерозойского этапов становления кристаллического фундамента территории Восточной Сибири является заложение глубинных разломов и приразломных структур типа зон смятия, растяжения, сдвиговых нарушений, каждое из которых влияет на закономерности миграции глубинных флюидов. На перераспределение флюидов также влияют процессы магматизма, которые обуславливают изменения температурно-барического режима вмещающих пород и приводят к миграции флюидов преимущественно в направлении от интрузивных тел, что отмечалось рядом исследователей [16, 33, 36]. Породы фундамента с большим временным перерывом (более 200 млн лет) перекрываются платформенным чехлом, представленным пологозалегающими осадочными и осадочно-вулканогенными образованиями. Характерной особенностью платформенных структурных ярусов является несовпадение структурного плана и резкие несогласия рифейского, вендского, каменноугольно-триасового и юрского структурных ярусов.

Хамакинский горизонт (верхнепаршинская под-свита) выделяется в составе отложений вендского возраста, его толщины изменяются по площади от 30 до 50 м, эффективные нефтенасыщенные толщины составляют не более 1/3 от общей толщины. Литологическая неоднородность пород горизонта и пласта В10 отражается на статистических коэффициентах, характеризующих коллекторские свойства пород и достоверность их средних значений (стандартное отклонение и дисперсия), что особенно необходимо отметить при изучении проницаемости коллекторов [4, 24, 35]. Особенностью терригенных отложений хамакинского горизонта является их засоленность, что обуславливает аномально высокие значения солености пластовых вод (до 0,4 кг/л). В пласте соль может находиться в твердом виде и в перенасыщенном растворе. При отборе керна соль выпадает в осадок в поровом пространстве, что затрудняет объективную оценку фильтрационно-емкостных и петрофизиче-

ских свойств коллекторов общепринятыми лабораторными методами [15].

Ввиду сложного геологического строения и аномально низких пластовых температур и давлений на месторождениях Восточной Сибири актуальными направлениями для исследований факторов, определяющих продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии, происходящих фильтрационных и массообменных процессов в прискважинной области и в целом пластов хамакинского горизонта являются:

1. Исследования причин закупоривания пор и трещин, создание коьматационного непроницаемого экрана в первых сантиметрах глубины трещины при первичном и вторичном вскрытиях продуктивных пластов, при котором должны выполняться условия:

$$l_{\text{пк}} > l_{\text{зп}} \geq l_{\text{зк}} \quad (1)$$

$$l_{\text{зк}} = r_{\text{зк}} - r_{\text{скв}} \quad (2)$$

$$K_{\text{эк}} = \frac{l_{\text{зп}}}{l_{\text{зк}}} \rightarrow 0, \quad (3)$$

где $l_{\text{пк}}$, $l_{\text{зп}}$, $l_{\text{зк}}$ – глубины: перфорационного канала, зоны проникновения фильтра, зоны коьматации, м; $r_{\text{зк}}$, $r_{\text{скв}}$ – радиусы, соответственно, зоны коьматации и скважины, м; $K_{\text{эк}}$ – коэффициент эффективности коьматации (степень коьматации).

2. Применение облегченных буровых растворов плотностью:

$$\rho_{\text{бр}} = 10^3 \times K_3 \times K_a > 10^3 \times K_y \quad (4),$$

где K_3 – коэффициент запаса для предупреждения нефтегазопроявлений, согласно "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020, № 534); K_y – коэффициент устойчивости стенок ствола скважины.

Коэффициент эффективности перфорационного канала будет определяться по формуле:

$$K_{\text{зп}} = \frac{l_{\text{пк}}}{l_{\text{зп}}} \rightarrow \infty, \quad (5)$$

где

$$l_{\text{пк}} = r_{\text{пк}} - r_{\text{скв}}, \quad (6)$$

$r_{\text{зп}}$ – радиус зоны проникновения фильтра, м

$$l_{\text{зп}} = r_{\text{зп}} - r_{\text{скв}} \quad (7)$$

3. Применение буровых растворов и промывочных жидкостей на углеводородной или синтетической основе, для которых следует применять открытый эксплуатационный забой и соблюдать условие: $l_{\text{зк}} \rightarrow 0$. Если оно не выполняется, то необходимо после спуска нецементируемого хвостовика провести кумулятивную перфорацию при депрессии с закачкой в интервал

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

продуктивного пласта чистой товарной нефти. Высота закачиваемой нефти должна составлять:

$$\text{– для наклонно-направленной скважины} \quad h_{\text{н.ннс}} \geq h_{\text{зуп}} + h_{\text{пл}} + 50 \text{ м}; \quad (8)$$

$$\text{– для горизонтальной скважины} \quad h_{\text{н.гс}} \geq h_{\text{пл}} + 50 \text{ м} \quad (9)$$

где $h_{\text{зуп}}$ – высота зумпфа, м; $h_{\text{пл}}$ – толщина пласта, м.

Первый опыт глушения скважин на пласты хамакинского горизонта был получен еще в 2006 г., когда для вскрытия карбонатных пластов применялись поверхностно-активные растворы на основе реагента СПК-150 (ПАКР). Без добавления этого реагента в водный раствор хлористого натрия коэффициент восстановления проницаемости для карбонатных коллекторов составил 0,7, после добавления 1,5% СПК-150 – 1,38. Необходимо отметить, что при воздействии на терригенный коллектор применение жидкости глушения на водной основе показывает различный и часто недостаточно эффективный результат, что отмечено в работе [3], где показано, что основными недостатками жидкостей на водной основе является высокая чувствительность к разбавлению в процессе их закачки в зону поглощения. Для решения данной проблемы авторами предложен новый сшивающий тампонажный изоляционный состав. Рядом исследователей [29, 30, 34, 37] отмечалось, что влияние жидкостей глушения и фильтра технологических жидкостей оказывает значительное влияние на коллектора с высокой проницаемостью и наличием трещин. Поэтому существует необходимость исследования жидкостей глушения и процессов (закономерностей) растворения, которые могут быть обусловлены разными термобарическими условиями пласта и внутренней структурой коллектора (объекта разработки).

Для пород хамакинского горизонта, по результатам предварительных расчетных параметров изменения радиуса зоны проникновения фильтра бурового раствора после всех воздействий, получено, что средневзвешенный радиус проникновения фильтра бурового раствора составляет: $r_{\text{зп}} = 0,778$ м, минимальный $r_{\text{зп}} = 0,66$ м, максимальный $r_{\text{зп}} = 1,08$ м.

С учетом результатов исследований факторов, определяющих продуктивность скважин при первоначальном вскрытии и креплении, необходимо рассмотреть процессы, происходящие в прискважинной зоне при вторичном вскрытии пласта, а также получить экспериментальные данные по изменению продуктивности скважин до и после проведения ГТМ с глушением скважин.

Происходящие процессы в прискважинной области динамической системы пласта В₁₀ хамакинского горизонта, по группам факторов, определяющих продуктивность при вторичном вскрытии (проведение текущего и капитального ремонта скважин ТРС и КРС).

При постановке проблемы были выделены 2 группы факторов, определяющих продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии пласта. Рассмотрим процессы, происходящие в прискважинной области для каждой группы факторов:

1 группа – увеличение вязкости подвижных фаз. Процессы, происходящие в прискважинной области динамической системы пласта B_{10} :

- изменение свойства флюидов соответственно изменению забойных давлений (увеличение вязкости);
- выделение газообразных и твердых углеводородов из растворенного состояния;
- образование эмульсий и газовых дисперсий на границе смешивания пластовых флюидов и фильтратов буровых и тампонажных растворов;
- увеличение водонасыщенности в ПЗП. Изменение смачиваемости ПЗП, гидрофилизация.

2 группа – увеличение фильтрационного сопротивления. Процессы, происходящие в прискважинной области динамической системы пласта B_{10} :

- набухание и/или диспергирование гидратирующих материалов;
- сорбция асфальтосмолистых компонентов и химических реагентов на поверхности фильтрующего пространства;
- проникновение мелкодисперсной фазы буровых и тампонажных растворов в ПЗП;
- структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора;
- формирование внутренней фильтрационной корки;
- изоляция части ПЗП;
- разрушение скелета горной породы и образование песчаных пробок в ПЗП.

Следовательно, актуальными остаются вопросы исследования факторов, определяющих продуктивность пластов при вторичном вскрытии, влияния водной фазы растворов на структуру и изменение пустотного пространства разрабатываемого объекта, требований по обеспечению стабильности состава жидкости глушения с сохранением фильтрационно-емкостных свойств пласта и повышением противофильтрационных свойств жидкости глушения.

Наиболее негативным фактором при вскрытии пласта B_{10} является подверженность водной агрессии, что выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пласта при первичном вскрытии терригенного типа коллектора на солевых буровых растворах, а также в потере продуктивности после проведения подземных ремонтов с применением промывочных жидкостей на водной основе. Объясняется это тем, что в процессе катагенеза осадочных пород происходит интенсивное минералообразование, вторичное по отношению к окремнению. В результате поровое пространство частично заполняется карбонатными минералами: доломитом и ангидритом. Та-

кого катагенетического цемента содержится в породе 7–22% (в среднем 11,3%). При этом ангидрит (CaSO_4) при контакте с водой может увеличиваться в объеме до 30%, образуя дигидрат сульфата кальция – гипс ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$), блокирующий часть открытых пор, что приводит к частичной или полной потере проницаемости коллектора. С 2010 г. при вскрытии терригенных коллекторов на территории месторождений Восточной Сибири проводились опытные работы в части повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, включая прострелочно-взрывные работы, в комплексе с глино-кислотными и соляно-кислотными обработками при проведении капитального ремонта скважин. Эти работы не давали положительного результата, при этом по некоторым скважинам наблюдалось снижение продуктивности в среднем на 30% от базового дебита (табл. 1).

В таблице 1 представлены режимы нефтяных скважин до и после проведения геолого-технических мероприятий с глушением скважин и применением традиционного солевого раствора, где четко прослеживается снижение продуктивности скважин после проведения ремонтов вне зависимости от типа капитального ремонта. При этом коэффициент восстановления естественной проницаемости изменялся от 19,1 до 31,8% (установлено экспериментальными лабораторными исследованиями), что может свидетельствовать о практически беспрепятственном распространении жидкости глушения в пласт. При этом объемы фильтрации по данным экспериментальных (лабораторных) исследований составили: 24,2 мл за 0,56 ч; 59,38 мл за 0,11 ч; 46,63 мл за 0,008 ч. При лабораторных исследованиях, зная объем порового пространства каждого образца (колонка керна 10 см) и величины отфильтрованных через них разных по составам жидкостей глушения (ЖГ), можно рассчитать глубину проникновения этих составов в пласт и изучать зону проникновения для решения задач, например, восстановления проницаемости призабойной зоны [10], фильтрационных процессов бурового раствора [17], прогнозирования отложений коагулянтов в прискважинной зоне [2]. Также расчет может быть применен для выбора жидкости глушения и исследования глубины ее проникновения в пласт при выполнении работ КРС или ТРС:

$$L = \frac{V}{V_{\text{пор}}}, \quad (10)$$

где L – глубина проникновения ЖГ за время прокачки, м; V – прошедший за время опыта объем ЖГ, м^3 ; $V_{\text{пор}}$ – расчетный объем порового пространства 1 п.м. керна, м^3 .

Расчетная глубина проникновения ЖГ за 1 час фильтрации, м:

$$L = L_c \times T \quad (11)$$

где t – время прокачки ЖГ через керна, ч.

ТАБЛИЦА 1.
Аналитические данные о режимах работы нефтяных скважин после глушения солевыми растворами

Скважина	Год	Шифр ремонта	Параметры работы скважины до ремонта				Параметры работы скважины после ремонта				Отклонение		
			Q _{жид} , м³/сут	Обв., %	Q _{неф} , т/сут	K _{пр} , м³/сут/ат	Q _{жид} , м³/сут	Обв., %	Q _{неф} , т/сут	K _{пр} , м³/сут/ат	Q _{жид} , м³/сут	Q _{неф} , т/сут	%
1	2010	KP 13-2.1	24	0	20,1	1,6	2	0	1,7	0,04	-22	-18,4	-91,7
2	2011	KP 7-1.0	11	0	9,2	0,12	6	0	5,0	0,07	-5	-4,2	-45,5
3	2012	TP 5-3.0	19	0	15,9	0,93	16	0	13,4	0,45	-3	-2,5	-15,8
4	2012	TP 5-3.0	38	0	31,8	0,87	28	0	23,4	0,53	-10	-8,4	-26,3
5	2012	KP 7-1.0	16	0	13,4	0,68	6	0	5,0	0,16	-10	-8,4	-62,5
6	2012	KP 3-1.5	41	1	33,9	0,71	33	1,3	27,2	0,62	-8	-6,7	-19,5
7	2012	TP 5-1.0	8	0	6,7	0,12	5	0	4,2	0,09	-3	-2,5	-37,5
8	2012	TP 5-3.0	43	0	35,9	1,83	40	0,4	33,3	1,57	-3	-2,6	-7,0
9	2013	KP 3-1.5	33	0	27,6	0,57	30	18	20,6	0,60	-3	-7,0	-9,1
10	2013	TP 5-1.0	24	0	20,1	0,59	22	0,1	18,4	0,47	-2	-1,7	-8,3
11	2013	TP 5-1.0	8	0	6,7	0,12	4	0	3,3	0,08	-4	-3,3	-50,0
12	2013	TP 5-1.0	8	0	6,7	0,12	4	0	3,3	0,06	-4	-3,3	-50,0
13	2013	TP 5-1.0	8	0	6,7	0,10	6	0,4	5,0	0,11	-2	-1,7	-25,0
14	2014	TP 2-6.5	25	0	20,9	1,14	24	0	20,1	0,97	-1	-0,8	-4,0
15	2016	KP 8-2.0	1	0	0,8	0,01	0,7	99	0,0	0,01	0	-0,8	-30,0
16	2014	KP 7-1.0	3	0	2,5	0,03	1,5	1	1,2	0,02	-2	-1,3	-50,0
17	2014	KP 3-4.1	18	0	15,1	0,73	5	0	4,2	0,12	-13	-10,9	-72,2
Среднее значение											-5	-4,8	-30

Учитывая различную длительность воздействия исследуемых жидкостей на коллекторские свойства ПЗП в течение времени строительства скважины, максимально-возможная протяженность поврежденной зоны от проникновения каждого из растворов, определяется выражением:

L_{пов} = L_т × T (12)

где L_{пов} – максимально возможная протяженность зоны с поврежденными ФЕС, м; L_т – расчетная глубина проникновения ЖГ за 1 ч. фильтрации, м; T – время воздействия технологической жидкости на ПЗП в процессе проведения ремонта на скважине, ч.

Промысловая практика на месторождениях Восточной Сибири показывает, что время пребывания продуктивного коллектора под влиянием ЖГ составляет в среднем 33 ч, что обуславливает радиус зоны проникновения ЖГ в зону коллектора и ограничивается применяемым объемом жидкости глушения. Негативный результат, обусловленный снижением продуктивности скважин, ставил задачу эффективного подхода к выбору ЖГ, что предопределило необходимость проведения широкого объема лабораторных

исследований их потенциальных вариантов. Для решения этой задачи были проведены лабораторные и тестовые исследования растворов на углеводородной основе (РУО), которые могут применяться в качестве жидкостей глушения скважин. Первичное вскрытие терригенных коллекторов пласта В₁₀ в условиях АНПТ и АНПД с применением РУО показывает высокую эффективность, при этом полученные дебиты скважин при проведении вскрытия и бурения продуктивного горизонта на РУО почти в 2,5 раза превышают дебиты скважин, построенных по традиционной технологии с использованием насыщенного солевого биополимерного бурового раствора.

В работах [4, 11, 15] показаны современный подход применения сшитых полимерных гелей для освоения пластов в условиях низких температур и экспериментальные данные по изучению вопросов проникновения технологических жидкостей в пласт и изменения пустотного пространства породы за счет химической адсорбции, миграции мелких частиц, набухания глинистых минералов. Опыт таких исследований позволяет минимизировать отрицательный эффект при подборе жидкостей глушения в условиях АНПТ и АНПД. Для подбора жидкости глушения важным аспектом явля-

ется химический состав и минерализация пластовых вод, так набухание глин происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. В результате объем глинистых частиц увеличивается, что может привести к перекрытию пор или разрушению глины, которая начнет двигаться и закупоривать поры.

Учитывая предыдущий опыт применения растворов на углеводородной основе (РУО) в качестве жидкостей глушения, были рассмотрены композиции обратных водонефтяных эмульсий на основе товарной дегазированной нефти и солевого раствора NaCl. Наличие дисперсной фазы оказывает минимальное воздействие на изменение ФЕС коллектора, а также обеспечивает необходимую плотность раствора для создания противодавления на пласт. Так как нефть и вода жидкости противоположной химической природы (первая – неполярная, вторая – полярная), при смешивании они разделяются на отдельные фазы из-за высокого значения поверхностного натяжения на границе раздела. Снизить поверхностное натяжение и эмульгировать (распределить в объеме в виде мельчайших капель) воду в нефти можно добавкой специального эмульгатора. Для таких целей подходят эмульгаторы на основе высокомолекулярных карбоновых кислот и производных на их основе с углеводородным радикалом C_{18-22} . Концентрация эмульгатора и марка раствора подбирались с учетом показателя стабильности эмульсии, которая готовилась путем введения в нефть расчетного количества эмульгатора на установке FDTES-100-140, затем при перемешивании на высокоскоростной мешалке 5000 об/мин вводилась водная фаза – раствор соли. Рецепт предлагаемой и испытываемой эмульсии: нефть – 750 л; в качестве дисперсной фазы, утяжелителя использовался рассол NaCl (плотность раствора – 1180 кг/м^3) – 250 л; в качестве стабилизатора эмульсии использовался эмуль-

гатор – 5 л; в качестве понизителя фильтрации использовался органофильный бентонит – 10–15 кг (рис. 1).

Для стабилизации эмульсии рассола NaCl в образце нефти достаточным оказалось 0,5% (5 л/м^3) концентрации всех испытанных эмульгаторов (Нефтенол НЗ, МР-150, CLeave FM).

При проведении испытаний ЖГ на основе РУО на восьми скважинах изучаемого месторождения Восточной Сибири (пласт B_{10} хамакинского горизонта), снижение продуктивности скважин, связанное с негативным влиянием на ПЗП вследствие применения РУО не выявлено. Более того, после проведения ремонтов по интенсификации притока, выполненных на РУО, отмечалось четырехкратное увеличение коэффициента продуктивности по причине успешно выполненных интенсификаций притока методом газодинамического разрыва пласта (ГДРП). Комплексный подход к проведению геолого-технических мероприятий на пласт B_{10} , включающий применение оптимальной рецептуры ЖГ на основе РУО с минимизацией негативного кольматационного влияния на пласт, а также применение технологии ГДРП в комплексе с закачкой в пласт углеводородных растворителей, позволили достичь высоких технологических показателей после ГТМ (табл. 2).

К проведению ремонтов с применением растворов глушения на основе товарной нефти подбираются скважины, на которых гидростатическая нагрузка столба нефти обеспечивает необходимое противодавление на пласт с 10% запасом согласно требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Рассмотрим результаты применения РУО после проведения ГТМ, проведенные на породы хамакинского горизонта (пласт B_{10}) на одном из месторождений Восточной Сибири.

Проведено глушение скважины № 1 (экспериментальная) с применением в качестве ЖГ-обратных эмульсий (ОЭ). Всего выработано 48 м^3 раствора ЖГ за период – 6 рабочих смен. Параметры ЖГ: плотность – 920 кг/м^3 , кинематическая вязкость – $53,8 \text{ мм}^2/\text{с}$. Из специальной скважины для глушения скважины №1 добыта рапа плотностью – 1310 кг/м^3 . Эмульгатор (стабилизатор эмульсии) – 5 л. Минерализация пластовой воды составила 400 г/л . Высокая молярная доля ионов Ca^{2+} оказывает положительное влияние на реологические свойства эмульсии, что обуславливает снижение вязкости и получение более однородной структуры ОЭ и сокращает время приготовления раствора. Для проведения технологического процесса применялась специальная установки с накопительной емкостью ЕР-60, с возможностью выработки ОЭ в объеме до 56 м^3 , осуществлена временная обвязка производственной площадки солерастворного узла нефтедобывающего предприятия.

По результатам проведения ремонта на скважине №1 с применением ОЭ было подтверждено нейтраль-

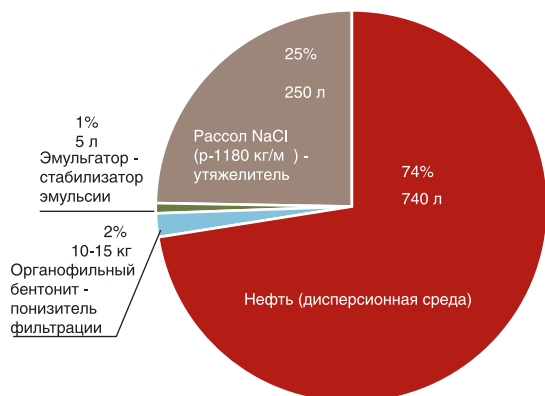


РИС. 1.

Рецептура обратной водонефтяной эмульсии, испытанной на нефтегазовом месторождении Восточной Сибири

ТАБЛИЦА 2.
Аналитические данные о режимах работы нефтяных скважин после глушения жидкостями на основу РОУ

№ п/п	Дата глушения	Скважина	Способ	Объем жидкости глушения, м³	Пласт	Шифр ремонта	Плотность жидкости глушения, кг/м³	Режим до ремонта		Режим после ремонта	
								Дата	Коэффициент продуктивности, м³/сут×ат	Дата	Коэффициент продуктивности, м³/сут×ат
1	15.09.2020	1	ЭЦН	24,0	В10	КР7-8.0	0,94	15.09.2020	0,13	01.11.2020	0,38
2	26.09.2020	2	ФОН	24,7	В10	КР7-11	0,94	16.03.2020	0,22	01.11.2020	1,86
3	27.09.2020	3	ЭЦН	27,0	В10	КР7-8.0	0,92	17.09.2020	0,35	01.11.2020	0,62
4	07.10.2020	4	ФОН	29,9	В10	КР7-11	0,90	16.12.2020	0,27	16.11.2020	0,41
5	06.11.2020	5	ЭЦН	29,5	В10	КР7-9.0	0,91	06.11.2020	0,22	01.12.2020	0,71
6	08.12.2020	6	ЭЦН	23,4	В10	КР7-11	0,90	01.12.2020	0,02	01.01.2021	0,63
7	12.12.2020	7	ЭЦН	24,0	В10	КР7-11	0,89	11.12.2020	0,28	01.02.2021	1,38
8	21.12.2020	8	ЭЦН	26,8	В10	КР7-11	0,89	05.11.2020	0,10	01.02.2021	0,23
Среднее значение									0,2		0,78

ное воздействие эмульсии на состояние ПЗП. Глушение и подземный ремонт скважины №1 были успешно завершены в ноябре 2021 года. После окончания ремонта была произведена замена эмульсии в затрубном пространстве на товарную нефть с использованием электроцентробежного насоса (УЭЦН). Кроме того, для более полного вытеснения ОЭ и предотвращения ее попадания в систему нефтесбора осуществлялось дополнительное освоение криогенным комплексом. Так как продуктивные терригенные пласты являются гидродинамическими системами, в которых физические, химические и физико-химические процессы до их вскрытия находятся в относительно равновесном состоянии и могут значительно изменяться при их первичном и вторичном вскрытии, то полученные результаты могут быть полезны для изучения технологий проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в условиях поглощения тампонажных растворов [19], и технологий приготовления растворов для РИР [1]. При проведении капитальных ремонтов скважин вследствие влияния технологических жидкостей, равновесное состояние нарушается, в ПЗП возникают сложные процессы – проникновение фильтрата, кольматация пор и другие возможные последствия, которые зависят от литолого-петрографического состава коллекторов, физико-химических свойств насыщающих их жидкостей и газов. Поэтому важными прикладными задачами, решение которых напрямую влияет на показатели эффективности геолого-технических мероприятий, являются обоснование оптимальных жидкостей глушения, а также лабораторные и полевые испытания выбранных композиций.

ВЫВОДЫ

Всего в период с ноября 2021 г. по декабрь 2023 г. было проведено восемь текущих и шесть капитальных ремонтов скважин. Для оценки эффективности выполненных ремонтов на ОЭ был рассмотрен негативный опыт, полученный в период с 2010 по 2014 гг. при проведении подземных ремонтов скважин месторождении с использованием жидкостей глушения на водной основе. Как было сказано ранее, в данном случае отмечалось снижение продуктивности от 0,2 до 0,5 м³/сут × атм или в среднем 30% от первоначальной продуктивности.

Средний прирост дебита нефти от проведения ремонтов на обратной эмульсии с целью интенсификации составил 6,6 т/сут, что в итоге дало суммарную дополнительную добычу нефти в размере 12,6 тыс. т.

После завершения каждого ремонта проводилось замещение эмульсии в затрубном пространстве на товарную нефть при работающей установке электроцентробежного насоса. Далее осуществлялось дополнительное освоение криогенным комплексом для наиболее полного вытеснения эмульсии и предотвращения ее поступления в систему нефтесбора.

Все ремонты на ОЭ выполнены без осложнений и с сохранением фактической эксплуатационной способности продуктивного пласта, что подтверждает правильность подобранной технологии глушения скважин с терригенным типом коллектора (пласт В₁₀ хамакинского горизонта) на месторождении Восточной Сибири.

В результате проведенных исследований была выделена оптимальная жидкость глушения на основе обратной водонефтяной эмульсии, применимая к терригенному типу коллектора (пласт В₁₀ хамакинского

горизонта). В рецептуру эмульсии включены: высокоминерализованный раствор «рапы», дегазированная товарная нефть, эмульгатор, гидрофибизатор (органо-бентонит). Данный состав обеспечивает возможность осуществления текущих и капитальных ремонтов скважин без ущерба для фактической эксплуатационной способности продуктивного пласта.

Кроме того, успешное проведение технологических операций с обратной эмульсией подтверждает эффективность внедренных технологий и принципов, что в свою очередь содействует повышению устойчивости и прибыльности добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДМИТРИЕВ А.П., ИГУМНОВ И.А., МИЛЮТИНСКИЙ И.А., МАВЛИЕВ А.Р. Новая технология приготовления водных растворов полиакриламида в нефтепромысловых условиях // Нефтяное хозяйство. 2024. №6. С. 98–101 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-98-101.
2. ДМИТРИЕВА А.Ю., БАТУРИН Н.И., ЛУТФУЛЛИН А.А., АБУСАЛИМОВ Э.М., АХМЕТШИН Ф.А., ШАРИФУЛЛИН А.Р. Комплексный подход к прогнозированию отложений кольматантов в прискважинной зоне пласта // Нефтяное хозяйство. 2024. №7. С. 26–31 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-26-31.
3. КРУГЛОВ Я.А., ТЮКАВКИНА О.В. Развитие технологии газодинамического разрыва пласта (опробование на промысловых объектах с терригенным типом коллектора на месторождении Восточной Сибири) // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8 (109). С. 87–93.
4. КРУГЛОВ Я. А., ТЮКАВКИНА О.В. Подходы к проведению геолого-технических мероприятий на сложнопостроенный объект разработки хамакинского горизонта Восточной Сибири (на примере пласта В₁₀) // Нефтяная провинция. 2024. № 4(40). С. 186–205.
5. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ГАЛЕЕВ Ф.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А., МАТВЕЕВ К.А. и др. Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2054118 С1, 10.02.1996. Заявка № 95111473/03 от 19.07.1995.
6. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ГУМЕРСКИЙ Х.Х., ГАЛЕЕВ Ф.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А. и др. Состав для глушения скважин. Патент на изобретение RU 2068081 С1, 20.10.1996. Заявка № 96103492/03 от 04.03.1996.
7. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Состав для глушения скважин. Патент на изобретение RU 2068080 С1, 20.10.1996. Заявка № 96101079/03 от 30.01.1996.
8. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А., ИБРАГИМОВ Р.Г., ПАНАХОВ Г.М. и др. Способ глушения скважин. Патент на изобретение RU 2075594 С1, 20.03.1997. Заявка № 96115899/03 от 22.08.1996.
9. ПОПОВ С.Н., ЧЕРНЫШОВ С.Е., АБУКОВА Л.А. Лабораторные исследования трансформации фильтрационно-емкостных свойств и химического состава пород терригенного коллектора под воздействием водорода (на примере бобриковских отложений нефтяного месторождения северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 646–655.
10. САВИЧЕВ К.С., МУСИН Р.А., КАПИТОНОВ В.А., ЕВДОКИМОВ Д.В., КОВАЛЬ М.Е., ВАЛИЕВА О.И., МИНГАЛИШЕВ Ф.К., НИКОЛАЕВ А.А., ПИЛИПЕЦ Е.Ю. Оценка эффективности составов для восстановления проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 107–111 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-107-111.
11. СЕНТЕМОВ А.А., ДОРФМАН М.Б. Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. №7. С. 157–165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612.
12. СИЛИН М.А., МАГАДОВА Л.А., БОРОДИН С.А., ПОТЕШКИНА К.А., РОНЬЖИНА В.В. Методы определения концентрации полиакриламида при изучении динамической адсорбции // Нефтяное хозяйство. 2025. №1. С. 74–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-74-79.
13. ТАГИРОВ К.Д., ГУКАЙЛО В.С., ЗЕМЦОВ Ю.В., САМОЙЛОВ М.В., МОРОЗОВСКИЙ Н.А. Результаты промысловых испытаний технологии увеличения нефтеотдачи SPA-Well на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2025. №2. С. 40–44. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-40-44.
14. ТЮКАВКИНА О.В., ЧАРУПА М.В., БЛИНОВ В.А. Метод экспресс-оценки проницаемости и продуктивности скважин по результатам испытаний пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2025. №5. С. 40–44.
15. ТЮКАВКИНА О.В., КРУГЛОВ Я.А. Подбор и обоснование эффективности применения жидкости глушения скважин в условиях хамакинского горизонта (Восточная Сибирь) // Нефтяная провинция. 2025. № 1(41). С. 259–274.
16. ТЮКАВКИНА О.В., КАПИТОНОВА И.Л., БАБАЕВА А.Х. К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7 (100). С. 22–29.
17. ЧЕРНИКОВ А.Ю., РАХИМОВ Т.Р., КИМ Д.А., ГРАЧЕВ О.В., МАЛЮТИН Д.В., ДЕМИДОВА Т.Н., КОТЕЛЬНИКОВ С.А. Анализ фильтрационных процессов в скважине и практика применения пачек с кольматирующими и укрепляющими составами // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 25–31.

- DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-25-31.
18. **ЧЕРНЫХ В.И., МАРТЮШЕВ Д.А., ПОНОМАРЕВА И.Н.** Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893–903.
 19. **ШАЙМАРДАНОВ А.Р., НИКУЛИН В.Ю., АХМЕРОВ Р.И., НИГМАТУЛЛИН Т.Э., АНДРЕЕВ А.Е. и др.** Промысловые испытания технологии борьбы с поглощением тампонажных составов с применением модифицированного полимерно-дисперсного состава // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 84–88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-84-88.
 20. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. №3. С. 50–55.
 21. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ИБРАГИМОВ Р.Г., ЗАЗИРНЫЙ В.Д.** Технология глушения скважин в осложненных условиях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1996. № 10. С. 56.
 22. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., МАТВЕЕВ К.А., ИСМАГИЛОВ Р.Г., БЕРМАН А.В.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2099510 C1, 20.12.1997. Заявка № 97106590/03 от 28.04.1997.
 23. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., САНАМОВА С.Р., ТИТОВА З.П.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2099511 C1, 20.12.1997. Заявка № 97106591/03 от 28.04.1997.
 24. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., БАЛАКЧИ В.Д.** Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов набухающей композицией / Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сб. докладов трех научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство». г. Москва, 2022. С. 268–281.
 25. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ГАЛЕЕВ Р.М., ГРОШЕВ А.С., КРАСНОВ А.Г., АПАСОВ Т.К.** Способ глушения эксплуатационной скважины (варианты). Патент на изобретение RU 2189437 C1, 20.09.2002. Заявка № 2001132096/03 от 29.11.2001.
 26. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ГАЛЕЕВ Р.М., ГРОШЕВ А.С., КРАСНОВ А.Г.** Способ глушения эксплуатационной скважины (варианты). Патент на изобретение RU 2187625 C1, 20.08.2002. Заявка № 2001128760/03 от 26.10.2001.
 27. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2105138 C1, 20.02.1998. Заявка № 97114424/03 от 03.09.1997.
 28. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2114985 C1, 10.07.1998. Заявка № 98101879/03 от 11.02.1998.
 29. **CHUKWUEMEKA A.O., AMEDE G., ALFAZAZI U.** A review of wellbore instability during well construction: Types, causes, prevention and control // Petroleum and Coal. 2017. Vol. 59. Iss. 5. P. 590–610.
 30. **DOKHANI V., MA Y., GENG T. ET AL.** Transient analysis of mud loss in fractured formations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107722. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107722.
 31. **JIA H., WU X.** Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // Petroleum Exploration and Development. 2017. Vol. 44. Iss. 4. P. 659–666. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30075-7.
 32. **MARTYUSHEV D.A., GOVINDARAJAN S.K.** Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King University – Engineering Sciences. 2022. Vol. 34. Iss. 7. P. 408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007.
 33. **MUKHAMETSHIN V.V.** Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian and gas province fields on the basis of differentiation and grouping // Russian Geology and Geophysics. 2021. T. 62. № 12. С. 1373–1384.
 34. **QIAN L., JING L., BAOLONG Z.** Experimental investigation of the influence of sequential water-rock reactions on the mineral alterations and porosity evolution of shale // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 317. N 125859. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125859.
 35. **SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V.** Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex reserves // Moscow University geology Bulletin. 2022. Vol. 77. N 3. P. 337–346. DOI: 10.3103/s0145875222030127.
 36. **SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V., KAPITONOVA I.L.** An assessment of the oil and gas-bearing capacity of the pre-Jurassic and Jurassic deposits of the central part of the west Siberian plate // University geology Bulletin. 2022. Vol. 77. N 5. P. 524–530. DOI: 10.3103/s0145875222050143.
 37. **ZHANG L., ZHOU F., ZHANG SH. ET AL.** Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 175. P. 1122–1135. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.031.
 38. **ZHI Z., BAOJIANG S., ZHIYUAN W. ET AL.** Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. № 110337. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110337

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

REFERENCES

1. DMITRIEV A.P., IGUMNOV I.A., MILYUTINSKY I.L., MAVLIEV A.R. New technology for preparing aqueous solutions of polyacrylamide in oil field conditions. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;6:98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-98-101 (In Russian).
2. DMITRIEVA A.YU., BATURIN N.I., LUTFULLIN A.A., ABUSALIMOV E.M., AKHMETSHIN F.A., SHARIFULLIN A.R. An integrated approach to forecasting colmatant deposits in the near-well zone of the reservoir. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;7:26–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-26-31 (In Russian).
3. KRUGLOV YA.A., TYUKAVKINA O.V. Development of gas-dynamic fracturing technology (testing at production facilities with a terrigenous reservoir type at a field in Eastern Siberia). *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2024;8;(109):87–93. (In Russian).
4. KRUGLOV YA. A., TYUKAVKINA O. V. Approaches to conducting geological and technical measures at a complex development facility of the Khamakinsky horizon in Eastern Siberia (using the B₁₀ formation as an example). *Neftyanaya provintsiya*. 2024;4;(40):186–205. (In Russian).
5. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIEV A.KH., GALEEV F.KH., CHUKCHEEV O.A., MATVEEV K.L. ET AL. Method for killing a production well. Patent for invention RU 2054118 C1, 02/10/1996. Application N95111473/03 dated July 19, 1995. (In Russian).
6. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIEV A.KH., GUMERSKY KH.KH., GALEEV F.KH., CHUKCHEEV O.A. ET AL. Composition for killing wells. Patent for invention RU 2068081 C1, 20.10.1996. Application N 96103492/03 dated 04.03.1996. (In Russian).
7. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIYEV A.KH. Well killing composition. Patent for invention RU 2068080 C1, 20.10.1996. Application N 96101079/03 dated 30.01.1996. (In Russian).
8. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIYEV A.KH., CHUKCHEEV O.A., IBRAGIMOV R.G., PANAKHOV G.M. ET AL. Well killing method. Patent for invention RU 2075594 C1, 20.03.1997. Application N 96115899/03 dated 22.08.1996. (In Russian).
9. POPOV S.N., CHERNYSHOV S.E., ABUKOVA L.A. Laboratory studies of the transformation of the filtration-capacitive properties and chemical composition of terrigenous reservoir rocks under the influence of hydrogen (using the Bobrikov deposits of an oil field in the northeast of the Volga-Ural oil and gas province as an example). *Zapiski Gornogo Instituta*. 2024;268:646–655. (In Russian).
10. SAVICHEV K.S., MUSIN R.A., KAPITONOV V.A., EVDOKIMOV D.V., KOVAL M.E. ET AL. Evaluation of the effectiveness of compositions for restoring the permeability of the bottomhole zone of productive formations. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:107–111. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-107-111. (In Russian).
11. SENTEMOV A.A., DORFMAN M.B. Percolation approach in hydrodynamic modeling of the impact on the wellbore zone. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2022;333;7:157–165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612 (In Russian).
12. SILIN M.A., MAGADOVA L.A., BORODIN S.A., POTESHKINA K.A., RONZHINA V.V. Methods for determining the concentration of polyacrylamide in the study of dynamic adsorption. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2025;1:74–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-74-79. (In Russian).
13. TAGIROV K.D., GUKAILO V.S., ZEMTSOV YU.V., SAMOILOV M.V., MOROZOVSKY N.A. Results of field tests of the SPA-Well enhanced oil recovery technology at the Samotlor field. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2025;2:40–44. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-40-44. (In Russian).
14. TYUKAVKINA O.V., CHARUPA M.V., BLINOV V.A. Method of rapid assessment of well permeability and productivity based on formation testing results. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2025;5:40–44. (In Russian).
15. TYUKAVKINA O.V., KRUGLOV YA.A. Selection and justification of the efficiency of well killing fluid application in the Khamakinsky horizon conditions (Eastern Siberia). *Neftyanaya provintsiya*. 2025;1;(41):259–274. (In Russian).
16. TYUKAVKINA O.V., KAPITONOVA I.L., BABAEVA A.KH. On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk median massif. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2023;7;(100):22–29. (In Russian).
17. CHERNIKOV A.YU., RAKHIMOV T.R., KIM D.L., GRACHEV O.V., MALYUTIN D.V. ET AL. Analysis of filtration processes in a well and the practice of using packs with colmatating and strengthening compositions. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:25–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-25-31. (In Russian).
18. CHERNYKH V.I., MARTYUSHEV D.A., PONOMAREVA I.N. A new look at accounting for the mineral composition of carbonate reservoirs when killing wells: experimental studies. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2024;270:893–903. (In Russian).
19. SHAIMARDANOV A.R., NIKULIN V.YU., AKHMEROV R.I., NIGMATULLIN T.E., ANDREEV A.E. ET AL. Field testing of the technology for combating the loss of cement slurries using a modified polymer-dispersed composition. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:84–88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-84-88. (In Russian).
20. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Modeling the evolution of geofluidodynamic hydrocarbon systems under conditions of instability of the displacement front. *Vestnik RAYEN*. 2020;20;(3):50–55. (In Russian).
21. SHAKHVERDIYEV A.KH., IBRAGIMOV R.G.,

- ZAZIRNY V.D. Well Killing Technology in Complicated Conditions. *Azerbaijan Oil Industry*. 1996;10:56. (In Russian)
22. SHAKHVERDIYEV A.KH., MAMEDOV B.A., MATVEYEV K.L., ISMAGILOV R.G., BERMAN A.V. Method of Killing a Production Well. Patent for Invention RU 2099510 C1, 20.12.1997. Application N97106590/03 dated 28.04.1997. (In Russian)
 23. SHAKHVERDIYEV A.KH., MAMEDOV B.A., SANAMOVA S.R., TITOVA Z.P. Method of Killing a Production Well. Patent for invention RU 2099511 C1, 20.12.1997. Application N 97106591/03 dated 28.04.1997. (In Russian).
 24. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., BALAKCHI V.D. Regulation of the displacement front in heterogeneous formations by blocking highly permeable channels with a swelling composition. Actual problems of the oil and gas industry. Collection of reports from three scientific and practical conferences of the journal "Oil Industry". Moscow, 2022:268–281. (In Russian).
 25. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., GALEEV R.M., GROSHEV A.S., KRASNOV A.G., APASOV T.K. Method of killing a production well (variants). Invention Patent RU 2189437 C1, 20.09.2002. Application N 2001132096/03 dated 29.11.2001. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., GALEEV R.M., GROSHEV A.S., KRASNOV A.G. Method of killing a production well (variants). Invention Patent RU 2187625 C1, 20.08.2002. Application N 2001128760/03 dated October 26, 2001. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method of Killing a Production Well. Invention Patent RU 2105138 C1, February 20, 1998. Application N 97114424/03 dated September 3, 1997. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method of Killing a Production Well. Invention Patent RU 2114985 C1, July 10, 1998. Application N 98101879/03 dated February 11, 1998.
 29. CHUKWUEMEKA A.O., AMEDE G., ALFAZAZI U. A review of wellbore instability during well construction: Types, causes, prevention and control. *Petroleum and Coal*. 2017;59;(5):590–610.
 30. DOKHANI V., MA Y., GENG T. ET AL. Transient analysis of mud loss in fractured formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;195:107722. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107722
 31. JIA H., WU X. Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. Iss. 4. P. 659–666. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30075-7
 32. MARTYUSHEV D.A., GOVINDARAJAN S.K. Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells. *Journal of King University – Engineering Sciences*. 2022;34;7:408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007.
 33. MUKHAMETSHIN V.V. Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62;(12):1373–1384.
 34. QIAN L., JING L., BAOLONG Z. Experimental investigation of the influence of sequential water-rock reactions on the mineral alterations and porosity evolution of shale. *Construction and Building Materials*. 2022;317:125859. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125859.
 35. SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V. Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex reserves. *Moscow University geology Bulletin*. 2022;77;3:337–346. DOI: 10.3103/s0145875222030127.
 36. SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V., KAPITONOVA I.L. An assessment of the oil and gas-bearing capacity of the pre-Jurassic and Jurassic deposits of the central part of the west Siberian plate. *University geology Bulletin*. 2022;77;(5):524–530. DOI: 10.3103/s0145875222050143.
 37. ZHANG L., ZHOU F., ZHANG S. ET AL. Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;175:1122–1135. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.031
 38. ZHI Z., BAOJIANG S., ZHIYUAN W. ET AL. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;213:110337. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110337

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГАУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Тюкавкина Ольга Валерьевна,
д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya St., 23,
e-mail: tov.sing@mail.ru

Круглов Яков Александрович,
главный технолог управления геологии и разработки АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» (АО «ИГИРГИ»), г. Москва, РФ

✉ 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1,
117312, Moscow, st. Vavilova, 25, bldg. 1,
e-mail: kruglov.yakov@yandex.ru